

PROSPECTO DE PROGRAMA



PROGRAMA GLOBAL DE EMISIÓN DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES POR HASTA US\$ 75.000.000 (O SU EQUIVALENTE EN OTRAS MONEDAS O UNIDADES DE VALOR)

El presente prospecto (el "Prospecto") corresponde al Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables por hasta US\$ 75.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor) (el "Programa") de Crown Point Energía S.A. ("CPE", la "Sociedad", la "Emisora" o la "Compañía", indistintamente), en el marco del cual la misma podrá, conforme con la Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables y sus modificatorias (la "Ley de Obligaciones Negociables"), la Ley N° 26.831 (con sus modificatorias y reglamentarias, incluyendo, sin limitación, la Ley N° 27.440 y el Decreto N° 471/2018, la "Ley de Mercados de Capitales"), normas de la Comisión Nacional de Valores según texto ordenado por la Resolución General N° 622/2013 (con sus modificatorias, las "Normas de la CNV") y demás normas vigentes, emitir obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, con garantía común, especial y/o flotante, y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación garantía de terceros), subordinadas o no, con o sin recurso (las "Obligaciones Negociables"). La creación y los términos y condiciones generales del Programa fueron autorizados por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad con fecha 28 de diciembre de 2020 y por Acta de Directorio N° 160 del 28 de diciembre de 2020 y Acta de Directorio N° 161 del 10 de marzo de 2021. La aprobación de los términos y condiciones del Programa fue realizada por Acta de Subdelegado de fecha 25 de marzo de 2021. La actualización del Prospecto fue aprobada por Acta de Directorio de la Sociedad N° 194 de fecha 30 de marzo de 2023. La aprobación de la actualización del Programa fue realizada por Acta de Subdelegado de fecha 24 de mayo de 2023.

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los suplementos de precio correspondientes a cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables (dichos suplementos de precio, los "Suplementos"). Los plazos siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas vigentes. Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija, variable o mixta, o no devengar intereses, según se especifique en los Suplementos. Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifiquen en los Suplementos.

La Emisora ha optado que el Programa no cuente con calificaciones de riesgo. Sin perjuicio de ello, la Emisora podrá optar por calificar o no cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa. En caso de que la Emisora opte por calificar una o más clases y/o series de Obligaciones Negociables, las mismas contarán solamente con una o más calificaciones de riesgo. Para mayor información véase la sección "Términos y Condiciones del Programa – Calificación de Riesgo".

FIX SCR S.A. Agente de Calificación de Riesgo (afiliada a Fitch Ratings) ("FIX") en su informe de fecha 5 de mayo de 2023, publicado en la Autopista de Información Financiera ("AIF") bajo el ID #3041147, confirmó en categoría "BBB+(arg)" la calificación de Emisor a Largo Plazo de la Emisora, asignando perspectiva negativa. Para acceder a dicho informe, y a los informes de calificación de riesgo de las Obligaciones Negociables de la Emisora, véase los siguientes links: <https://www.fixscr.com/emisor/view?type=emisor&id=4052> y <https://www.cnv.gov.ar/SitoWeb/Calificaciones>.

De acuerdo al artículo 12 de la Sección IV del Título XI de las Normas de la Comisión Nacional de Valores ("CNV"), la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que, a su leal saber y entender, los beneficiarios finales de la Emisora y las personas humanas y/o jurídicas que tienen como mínimo el 10% de su capital social o de los derechos a voto, o que por otros medios ejerzan el control final -directa o indirectamente- sobre la Emisora no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o figuren en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

De conformidad con la Resolución General N° 917/2021 de la CNV, la Emisora oportunamente informará en cada Suplemento, de corresponder, si las Obligaciones Negociables a emitirse gozarán de los beneficios impositivos dispuestos por el Decreto N° 621/2021. Para obtener información relativa a la normativa vigente en materia de carga tributaria, véase la sección "Información Adicional – Carga Tributaria" del Prospecto.

Oferta pública autorizada el 18 de marzo de 2021, mediante Resolución N° RESFC-2021-21031-APN-DIR#CNV del Directorio de la CNV. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto. La veracidad de la información contable, económica y financiera, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del órgano de administración de la Emisora 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 de Mercado de Capitales. El órgano de administración 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 Emisora y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público con relación a la presente emisión, conforme a las normas vigentes.

Crown Point Energía S.A.
30-70934626-8
(+54 11) 5032-5600
Godoy Cruz 2769 Piso 4, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina
notificaciones@crownpointenergy.com
https://crownpointenergy.com

El presente Prospecto y los estados financieros referidos en este Prospecto se encuentran a disposición de los interesados en la sede administrativa de la Compañía ubicada en Godoy Cruz 2769 Piso 4, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, de lunes a viernes de 10 a 17 hs. Podrá asimismo consultarse el Prospecto en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. ("BYMA") o en la AIF de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv>) en el ítem "Empresas".

La fecha de este Prospecto es 24 de mayo de 2023



ÍNDICE

PROSPECTO PRELIMINAR DE PROGRAMA	1
NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES.....	6
Definiciones.....	7
Datos de Mercado	8
Redondeo	8
Declaraciones Sobre el Futuro	8
NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES SOBRE NORMATIVA REFERENTE A LAVADO DE ACTIVOS.....	9
III –POLÍTICAS DE LA EMISORA.....	96
Políticas de Inversiones y Financiamiento.....	96
Actividades de investigación, desarrollo e innovación	100
Política Ambiental	100
Políticas de Dividendos.....	100
IV – INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN	101
Directores o Administradores y Gerencia	101
Nómina de Directores	101
Nómina de la Comisión Fiscalizadora.....	101
Nómina de Gerentes de Primera Línea	102
Descripciones Biográficas.....	102
Remuneración	104
Información sobre participaciones accionarias.....	104
Gobierno Corporativo	104
Empleados.....	105
Asesores legales	106
Información de los Auditores	106
V – TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL PROGRAMA	107
Forma	107
Descripción.....	107
Monto Máximo.....	107
Duración del Programa.....	107
Monedas o Unidades de Valor	107
Vencimientos.....	108



Precio de Emisión	108
Clases y Series.....	108
Intereses	108
Denominación	108
Registro, Transferencias, Gravámenes y Medidas Precautorias; Depósito Colectivo.....	108
Montos Adicionales	109
Acción Ejecutiva.....	110
Rango.....	110
Compromisos.....	110
Jurisdicción	110
Ley Aplicable.....	111
Reemplazo	111
Pagos	111
Compra o Adquisición de Obligaciones Negociables por parte de la Sociedad	112
Rescate	112
Fiduciarios, Agentes Fiscales y Otros Agentes	112
Agentes Colocadores.....	113
Modificación de Ciertos Términos y Condiciones	113
Listado y negociación	113
Asambleas de tenedores.....	113
Eventos de Incumplimiento.....	115
Otras Emisiones de Obligaciones Negociables.....	115
Calificación de Riesgo	115
Notificaciones.....	115
Plan de Distribución	115
Destino de Fondos.....	116
VI – ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS.....	117
Estructura de la Emisora y su grupo económico.....	117
Participación en otras Sociedades.....	117
Accionistas o socios principales	117
Transacciones con Partes Relacionadas.....	118
VII - ANTECEDENTES FINANCIEROS	123
Introducción	123



Estados Financieros.....	124
Capital social.....	130
VIII – INFORMACIÓN ADICIONAL.....	160
Instrumento Constitutivo y Estatutos	160
Inscripción	160
Objeto Social.....	160
Directores	160
Transferencia de acciones. Derechos.....	160
Convocatoria a Asambleas de Accionistas	160
Cambios en el Capital	161
Contratos Importantes	161
Carga Tributaria.....	189
Declaración por parte de Expertos.....	204
Documentos a Disposición	204



NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES

Al tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá basarse en su propio análisis de la Sociedad y de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables. El contenido de este Prospecto no debe ser interpretado como asesoramiento legal, comercial, financiero, cambiario, impositivo y/o de otro tipo. El público inversor deberá consultar con sus propios asesores respecto de los aspectos legales, comerciales, financieros, cambiarios, impositivos y/o de otro tipo relacionados con su inversión en las Obligaciones Negociables.

Antes de tomar decisiones de inversión respecto a las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar los factores de riesgo que se describen en la sección "Factores de Riesgo" del Prospecto y el resto de la información contenida en él, así como también aquella información incluida en los Suplementos (complementados, en su caso, por los avisos, actualizaciones y/o Suplementos). Este Prospecto, los Suplementos y toda otra información complementaria que deba ser puesta a disposición del inversor conforme las normas vigentes podrán ser obtenidos en la página web de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv>).

No se ha autorizado a ningún 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 contenidos en el presente Prospecto.

Ni este Prospecto ni los Suplementos constituyen o 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, consultara y/o distribuyera este Prospecto y/o los Suplementos, 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.

La información contenida en el presente Prospecto corresponde a las fechas consignadas en el mismo y en ningún caso se asegura que los hechos, circunstancias o datos aquí contenidos se mantengan inalterados. La entrega de este Prospecto no implicará, en ninguna circunstancia, que no se han producido cambios en la información incluida en el Prospecto o en la situación económica o financiera de la Sociedad con posterioridad a la fecha del presente.

La información contenida en este Prospecto con respecto a la situación política, legal y económica de Argentina ha sido obtenida de fuentes gubernamentales y otras fuentes públicas, y la Emisora no es responsable de su veracidad. No podrá considerarse que la información contenida en el presente Prospecto constituya una promesa o garantía de dicha veracidad, ya sea con respecto al pasado o al futuro. El Prospecto contiene resúmenes, que la Sociedad considera precisos, de ciertos documentos de la Sociedad. Los resúmenes contenidos en el presente Prospecto se encuentran condicionados en su totalidad a dichos documentos.

Los agentes colocadores que participen en la colocación y distribución de las Obligaciones Negociables, una vez que los valores negociables ingresan en la negociación secundaria podrán realizar operaciones destinadas a estabilizar el precio de mercado de dichas Obligaciones Negociables, conforme con el artículo 12, Sección IV, Capítulo IV, 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) las operaciones se realizarán a través de sistemas informáticos de negociación bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, garantizados por mercados o cámaras de compensación; (ii) 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; (iii) sólo podrán realizarse operaciones de estabilización destinadas a evitar o moderar las alteraciones bruscas en el precio al cual se negocien las Obligaciones Negociables;



(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 la organización, distribución y colocación; y (v) las operaciones de estabilización serán individualizadas y dadas a conocer por los mercados correspondientes.

En lo que respecta a la información contenida en este Prospecto, la Sociedad tendrá las obligaciones y responsabilidades que imponen los artículos 119 y 120 de la Ley de Mercado de Capitales. El artículo 119 establece que 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, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. Asimismo, de conformidad con el artículo 120 de dicha 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 negociables deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos de la oferta, siendo que 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.

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.

En caso de que las Obligaciones Negociables sean ofrecidas fuera de la Argentina, la Emisora podrá preparar versiones en inglés del Prospecto y/o de los Suplementos a los fines de su distribución fuera de la Argentina. Dichas versiones en inglés contendrán solamente información contenida en el Prospecto y/o en los Suplementos (complementados y/o modificados, en su caso, por los avisos, actualizaciones y/o demás documentos correspondientes).

Aprobaciones Societarias

La creación y los términos y condiciones generales del Programa fueron aprobados por Acta de Asamblea Ordinaria y Extraordinaria N°42 de fecha 28 de diciembre de 2020 y por actas de Directorio N° 160 de la Sociedad con fecha 28 de diciembre de 2020 y N° 161 de fecha 10 de marzo de 2021. La aprobación de los términos y condiciones del Programa fue realizada por Acta de Subdelegado de fecha 25 de marzo de 2021. La actualización del Prospecto del Programa fue aprobada por Actas de Directorio de la Sociedad N° 194 de fecha 30 de marzo de 2023. La aprobación de la actualización del Programa fue realizada por Acta de Subdelegado de fecha 24 de mayo de 2023.

Definiciones

A los fines de este Prospecto, "Argentina" significa la República Argentina, "Gobierno Nacional" o "Gobierno Argentino" significan Gobierno de la Nación Argentina, "PEN" o "Poder Ejecutivo" significa el Poder Ejecutivo Nacional, "BCRA" significa el Banco Central de la República Argentina, "BCBA" significa la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, "Boletín Diario de la BCBA" significa el Boletín Diario de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, "BYMA" significa Bolsas y Mercados Argentinos S.A., "INDEC" significa el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, "IPC" significa Índice de Precios al Consumidor, "Banco Nación" o "BNA" significa Banco de la Nación Argentina, "Ley General de Sociedades" significa la Ley N° 19.550 general de sociedades y sus modificatorias, "GCA" significa Gaffney Cline & Associates, "Ministerio de Economía" significa el Ministerio de Economía y Finanzas de la Nación Argentina, "Boletín Oficial" o "BO", significa el Boletín Oficial de la República Argentina, "MEM" significa Mercado Eléctrico Mayorista, "ME&M" significa Ministerio de Energía y Minería, "SGE" o "SE" refiere a la ex Secretaría de Energía de la Nación Argentina, ex Ministerio de Energía y Minería o ME&M, ex Secretaría de Gobierno de Energía, y ahora Secretaría de Energía de la Nación, la cual que se encuentra dentro de la órbita ministerial del Ministerio de Economía, "EBITDA" significa ingresos menos gastos, excluyendo los gastos financieros (impuestos, intereses, depreciaciones y amortizaciones); "ENARGAS" significa Ente Nacional Regulador del Gas, "CEE" significa Comité



Ejecutivo de Emergencia, “MDP” significa el actual Ministerio de Desarrollo Productivo, “pesos”, “Pesos” o “\$” significa la moneda de curso legal en la Argentina, “US\$”, “USD”, “Dólares” o “dólares” significa la moneda de curso legal en los Estados Unidos de América, “Grupo Crown Point Energía” significan Crown Point Energía S.A., Crown Point Energy Inc., Liminar Energía S.A y CanAmericas (Argentina) Energy Ltd. Sucursal Argentina; “UTE” o “UT” significa Unión Transitoria de Empresas. Las referencias a cualquier norma contenida en el presente Prospecto son referencias a las normas en cuestión incluyendo sus modificaciones y reglamentaciones.

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 ellas, información confeccionada por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, el BCRA y el Ministerio de Economía. Si bien la Compañía considera que las estimaciones y las investigaciones comerciales internas son confiables y que las definiciones del mercado utilizadas son adecuadas, ni dichas estimaciones o investigaciones comerciales, ni las definiciones, han sido verificadas por ninguna fuente independiente. Asimismo, si bien la Compañía considera que la información proveniente de terceras fuentes es confiable, no ha verificado en forma independiente los datos sobre el mercado, la industria o las posiciones competitivas provenientes de dichas fuentes.

Redondeo

Diversos montos y porcentajes incluidos en el presente Prospecto han sido redondeados y, en consecuencia, su sumatoria puede no coincidir debido a dicha circunstancia.

Declaraciones Sobre el Futuro

En el presente Prospecto pueden existir declaraciones sobre el futuro. Tales declaraciones sobre el futuro se basan principalmente en opiniones, expectativas y/o proyecciones actuales de la Sociedad respecto de eventos y/o tendencias que afectan o pueden afectar la situación patrimonial, económica, financiera y/o de otro tipo, los resultados, las operaciones y/o los negocios de la Sociedad. Sin perjuicio que la Sociedad considera que tales declaraciones sobre el futuro son razonables, las mismas igualmente están sujetas a riesgos e incertidumbres y han sido efectuadas solamente sobre la base de información disponible a la fecha del presente. En virtud de ello, los resultados reales podrían ser significativamente distintos de los detallados en tales declaraciones sobre el futuro.

La situación y los resultados pasados de la Sociedad no son, necesariamente, una indicación de la situación y los resultados futuros de la Sociedad, y no puede asegurarse que la Sociedad tendrá en el futuro una situación y unos resultados similares a los que tuvo en el pasado.

En este Prospecto, el uso de expresiones y frases tales como “considera”, “podrá”, “debería”, “podría”, “apunta a”, “estima”, “intenta”, “prevé”, “proyecta”, “anticipa”, “planea”, “proyección” y “perspectiva” tiene como objeto identificar declaraciones sobre hechos futuros.



NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES SOBRE NORMATIVA REFERENTE A LAVADO DE ACTIVOS

El concepto de lavado de activos se usa generalmente para denotar transacciones cuyo objetivo es introducir fondos provenientes de actividades ilícitas en el sistema institucionalizado y así transformar ganancias por actividades ilegales en activos de origen aparentemente legítimo.

El 13 de abril de 2000, el Congreso Nacional aprobó la Ley Nº 25.246, modificada por las Leyes Nº 26.087, 26.119, 26.268, 26.683, 26.733, 26.734 y Decreto Nº 27/2018 (la "Ley de Prevención de Lavado de Activos"), que tipifica el lavado de activos como un delito penal. Además, la Ley de Prevención de Lavado de Activos, que reemplazó diversos artículos del Código Penal de la Nación, estableció sanciones severas para cualquier persona que participe en dichas actividades ilícitas y creó la Unidad de Información Financiera (la "UIF"), dependiente del actual Ministerio de Economía, que establece un régimen penal administrativo.

El Código Penal de la Nación define al lavado de activos como un delito que se comete 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, y siempre que su valor supere la suma de \$ 300.000, sea en un solo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El Código Penal de la Nación también sanciona a quien recibiere dinero u otros bienes de origen delictivo con el fin de hacerlos aplicar en una operación que les de la apariencia posible de un origen lícito.

Además como fuera mencionado, la Ley de Prevención de Lavado de Activos creó la UIF, que se encarga del análisis, tratamiento y la transmisión de información para prevenir e impedir el lavado de activos originados de: (i) Delitos relacionados con el tráfico ilegal y la comercialización de narcóticos (Ley Nº 23.737); ii) Delitos relacionados con el tráfico de armas (Ley Nº 22.415); (iii) Delitos relacionados con las actividades de una asociación ilícita según se define en el Artículo 210 bis del Código Penal; (iv) Los actos ilegales cometidos por asociaciones ilícitas (artículo 210 del Código Penal) organizados para cometer delitos con fines políticos o raciales; (v) Delitos de fraude contra la Administración Pública (Artículo 174, inciso 5 del Código Penal); (vi) Delito contra la Administración Pública en virtud de los Capítulos VI, VII, IX y IX bis del Título XI del Libro Segundo del Código Penal; y (vii) Delitos de prostitución y pornografía infantil en virtud de los artículos 125, 125 bis, y 128 del Código Penal.

Juntamente con las prácticas internacionalmente aceptadas, la referida ley no responsabiliza por el control de estas operaciones delictivas solamente a los organismos gubernamentales, sino que también asigna ciertos deberes a varias entidades del sector privado, tales como bancos, operadores bursátiles, entidades de intermediación financiera y compañías de seguros. Estas funciones consisten básicamente en funciones de recolección de información.

Las entidades financieras deben informar a UIF sobre cualquier transacción sospechosa o inusual, o transacciones que carezcan de justificación económica o legal, o que sean innecesariamente complejas. El Banco Central publica una lista de jurisdicciones "no cooperantes". Además, ha establecido pautas y procedimientos internos para transacciones inusuales o sospechosas, que deben ser implementadas por las instituciones financieras y otras entidades.

De acuerdo con el mismo entendimiento que subyace a la norma antes mencionada, en el año 2012, la Procuración General de la Nación emitió la Resolución Nº 914/12, en virtud de la cual se creó la Fiscalía Especializada en Delitos Económicos y Lavado de Dinero (Procuraduría de Criminalidad Económica y Lavado de Activos -PROCELAC-). Dado que el PROCELAC no tiene competencia para castigar, su papel principal consiste en colaborar con los fiscales federales en la investigación de delitos y en la recepción de denuncias a fin de evaluar la iniciación de investigaciones preliminares.

En el ámbito del mercado de capitales, la UIF emitió la Resolución UIF Nº 229/2011, reemplazada por la Resolución UIF Nº 21/2018 y, esta última, a su vez modificada por las Resoluciones UIF Nº 156/18, Nº 18/19 y Nº 117/19 ("Normativa de Lavado de Activos en el Ámbito del Mercado de Capitales"), que establecen ciertas medidas que los agentes autorizados por la CNV que intervienen en los procesos de colocación, intermediación y oferta pública de títulos valores (los "Sujetos Obligados del Mercado de Capitales"), deben observar para prevenir, detectar y reportar



dentro de los plazos establecidos por la normativa los hechos, actos, operaciones u omisiones que puedan provenir de la comisión de los delitos de lavado de activos y financiación del terrorismo en el mercado de capitales. La Normativa de Lavado de Activos en el Ámbito del Mercado de Capitales establece pautas generales acerca de la identificación del cliente (incluyendo la distinción entre clientes habituales, ocasionales e inactivos), la información a requerir, la documentación a conservar y los procedimientos para detectar y reportar en los plazos establecidos por la normativa las operaciones sospechosas. Las principales obligaciones establecidas por la Normativa de Lavado de Activos en el Ámbito del Mercado de Capitales son las siguientes: a) la elaboración de un manual que establezca los mecanismos y procedimientos para la prevención del lavado de activos y financiación del terrorismo; b) la designación de un oficial de cumplimiento; c) la implementación de auditorías periódicas; d) la capacitación del personal; e) la implementación de medidas que permitan a los Sujetos Obligados del Mercado de Capitales consolidar electrónicamente las operaciones que realizan con los clientes, así como herramientas tecnológicas, que posibiliten analizar o monitorear distintas variables para identificar ciertos comportamientos y visualizar posibles operaciones sospechosas; f) la implementación de herramientas tecnológicas que permitan establecer de una manera eficaz los sistemas de control y prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo; y g) la elaboración de registros de análisis y gestión de riesgo de las operaciones inusuales detectadas y aquellas que por haber sido consideradas sospechosas hayan sido reportadas.

Asimismo, el BCRA y la CNV también deben cumplir con las disposiciones de la Ley de Prevención de Lavado de Activos. A este respecto, las regulaciones de la CNV establecen que las entidades involucradas en la oferta pública de valores (que no sean emisores), incluidos, entre otros, los suscriptores de cualquier emisión primaria de valores deben cumplir con los estándares establecidos por la UIF. En particular, deben cumplir con la obligación con respecto a la identificación del cliente y la información requerida, el mantenimiento de registros, las precauciones que se deben tomar para reportar operaciones sospechosas, políticas y procedimientos para prevenir el lavado de dinero y el financiamiento del terrorismo. A su vez, los adquirentes de obligaciones negociables asumirán la obligación de aportar la información y documentación que se les requiera respecto del origen de los fondos utilizados para la suscripción y su legitimidad.

Por otro lado, con el dictado de la Resolución N° 21/2018, conforme fuera modificada con posterioridad, se incluyó la obligación para los Sujetos Obligados del Mercado de Capitales de identificar y evaluar sus riesgos y en función de ello, adoptar medidas de administración y mitigación de estos, a fin de prevenir de manera más eficaz el lavado de activos. Según esta norma, dicho sujeto debe contar con políticas y procedimientos de conozca a su cliente ("KYC", por sus siglas en inglés), los cuales se deben aplicar de acuerdo con la calificación de riesgo determinadas en base al modelo de riesgo implementado por el Sujeto Obligado del Mercado de Capitales. En consecuencia, se habilita a los mismos a implementar plataformas tecnológicas acreditadas que permitan llevar a cabo trámites a distancia, sin exhibición personal de la documentación, sin que ello condicione el cumplimiento de los deberes de debida diligencia. A su vez, se fijaron nuevos estándares para realizar las medidas de debida diligencia en el control y monitoreo de los clientes y se contemplaron las categorías de agentes creadas en la última reforma de la Ley de Mercado de Capitales, al tiempo que se incluyó la aplicación a los fideicomisos financieros con oferta pública, sus fiduciarios, fiduciantes y las personas humanas o jurídicas vinculadas directa o indirectamente con estos, derogando parcialmente la Resolución UIF N° 140/12 sólo sobre tales sujetos, continuando vigentes las disposiciones de la misma para los restantes fideicomisos.

De acuerdo con el Anexo I de la Resolución UIF 154/2018 (que establece el mecanismo de supervisión e inspección de la UIF), tanto el BCRA como la CNV son considerados "Órganos de Contralor Específicos". En tal carácter, deben colaborar con la UIF el cumplimiento de los procedimientos de prevención de lavado de activos y financiamiento del terrorismo implementados 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 puede dar lugar sanciones por parte de la UIF, CNV o del BCRA. Tanto la Resolución UIF N° 30/17, así como como las normas del BCRA requieren que los bancos tomen ciertas precauciones mínimas para impedir el lavado de activos. En agosto de 2018, mediante la resolución UIF 97/2018, se aprobó la reglamentación del deber de colaboración del BCRA con la UIF para adecuar las tareas de aquél a los parámetros establecidos en la resolución UIF N° 30/17 con relación a los procedimientos de supervisión de entidades financieras y cambiarias.



Con respecto a los emisores (como la empresa), las regulaciones de la CNV establecen que cualquier persona, humana o jurídica, que realice aportes de capital o préstamos significativos debe identificarse, sea o no un accionista en el momento de las contribuciones, y debe cumplir con los requisitos para los participantes generales del público oferta de valores, provista en las regulaciones de la CNV y en las regulaciones de la UIF, especialmente con respecto a la identificación de tales personas y al origen y licitud de los fondos y préstamos proporcionados.

Con fecha 14 de octubre de 2016 la UIF emitió la Resolución N° 135/2016 dictando normas para fortalecer el intercambio de información internacional con organismos análogos con los que suscriba acuerdos o memorandos de entendimiento y a aquellos organismos públicos extranjeros que integren el Grupo Egmont de Unidades de Inteligencia Financiera o la Red de Recuperación de Activos del Grupo de Acción Financiera de Latinoamérica (GAFILAT).

El 11 de enero de 2017, la UIF dictó la Resolución N° 4/2017, mediante la cual se establece que se deberán aplicar medidas de debida diligencia especial de identificación a inversores extranjeros y nacionales (los cuales para calificar como tales deben cumplir los requisitos establecidos por dicha norma) en la República Argentina al momento de solicitar la apertura a distancia de cuentas especiales de inversión.

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 ésta requiriera, no pudiendo oponer el secreto fiscal.

En noviembre de 2018, la UIF aprobó la Resolución N° 134/2018, que actualiza la lista de personas consideradas "expuestas políticamente" ("PEP") en Argentina, teniendo en cuenta las funciones que desempeñaron en el presente o en el pasado, y su relación por cercanía o afinidad con terceros que desempeñan o han desempeñado dichas funciones. Asimismo, durante el año 2019 la UIF emitió la Resolución 15/19, modificando nuevamente la nómina de PEP y la Resolución 128/19, que estableció que las PEP extranjeras serán consideradas de alto riesgo y por lo tanto objeto de medidas de debida diligencia reforzada, con algunas excepciones.

El 26 de diciembre de 2018, la UIF publicó la Resolución UIF N° 154/2018, modificando los procedimientos de supervisión vigentes en ese momento, estableciendo nuevos procedimientos coherentes con las normas internacionales promovidas por el GAFI, que se aplicarán de conformidad con un enfoque basado en el riesgo.

Finalmente, el 28 de diciembre de 2018, mediante Resolución UIF N° 156/2018, se aprobaron los textos ordenados de la Resolución UIF N° 30-E/2017, Resolución UIF N° 21/2018 y Resolución UIF N° 28/2018, en los términos del Decreto N° 891/2017 de buenas prácticas en materia de simplificación. A través de la RES UIF N° 156/18 se modificaron y reordenaron las medidas, procedimientos y controles que los sujetos obligados enumerados en dichas resoluciones deben adoptar y aplicar para gestionar el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Se establece, asimismo, que dichos sujetos obligados deberán establecer un cronograma de digitalización de los legajos de clientes preexistentes, teniendo en consideración el riesgo que estos presenten.

En julio de 2019, mediante el Decreto N° 489/2019, el Poder Ejecutivo creó el Registro Público de Personas y Entidades Vinculadas a Actos de Terrorismo y su Financiamiento (el "RePET"), para centralizar y gestionar toda la información relacionada con la congelación administrativa de activos vinculados a actos de terrorismo y su financiación. El RePET está habilitado para proporcionar acceso público y garantizar el intercambio de información con las agencias con competencia en el campo y con terceros países y los sujetos obligados a informar deberán proporcionar toda



información relacionada con operaciones realizadas o intentadas por personas físicas o jurídicas incorporadas en el RePET.

El 17 de noviembre de 2019, mediante la Resolución N° 117/2019, la UIF actualizó los umbrales mínimos sobre los cuales las entidades informantes deben llevar a cabo los requisitos de control reforzado y diligencia debida establecidos por las regulaciones aplicables contra el lavado de dinero y el financiamiento del terrorismo. Esta medida tiene como objetivo "contribuir a una prevención eficiente del lavado de dinero y el financiamiento del terrorismo" desde un enfoque basado en el riesgo, de acuerdo con los estándares internacionales promovidos por el GAFI.

Con fecha 21 de octubre de 2021, la UIF emitió la Resolución N° 112/2021, mediante la cual establece las medidas y procedimientos que los Sujetos Obligados deberán observar para identificar al beneficiario final del cliente del que se trate. En este sentido, dicha Resolución 112/2021 estableció que será considerado beneficiario final a la persona humana que posea como mínimo el 10 % del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o de cualquier otra estructura jurídica; y/o a la persona humana que por otros medios ejerza el control final de las mismas.

Con fecha 13 de enero de 2022, la UIF emitió la Resolución UIF N° 6/2022, mediante la cual sustituyó el primer párrafo del apartado "Perfil Transaccional" de las normas que los Sujetos Obligados de Entidades Financieras, Mercado de Capitales y sector Asegurador deben cumplir. En este sentido, el perfil que elaborará cada Sujeto Obligado estará basado en el entendimiento del propósito y la naturaleza esperada de la relación comercial, la información transaccional y la documentación relativa a la situación económica, patrimonial, financiera y tributaria que hubiera proporcionado el cliente o que hubiera podido obtener el propio Sujeto Obligado.

Con fecha 2 de febrero de 2023, se publicó en el Boletín Oficial la reforma de la Resolución UIF N° 30/2017 aplicable a las entidades financieras y cambiarias. La reforma especifica las pautas principales para la gestión de riesgos de Lavado de Activos (LA) y Financiamiento del Terrorismo (FT) y de cumplimiento mínimo que cada entidad financiera debe adoptar y aplicar para gestionar el riesgo de ser utilizada por terceros para la ejecución de estos delitos, con un Enfoque Basado en Riesgo (EBR) y considerando los resultados de las Evaluaciones Nacionales de Riesgos de LA /FT y FT/FP aprobadas en 2022. De esta manera, y de acuerdo a la Recomendación 1 del GAFI, se procura que las autoridades competentes, las instituciones financieras y las Actividades y Profesiones No Financieras Designadas (APNFD) sean capaces de asegurar que las medidas dirigidas a prevenir o mitigar los riesgos de LA/FT se correspondan con los riesgos identificados, de manera tal de poder tomar decisiones más eficaces acerca de la asignación de recursos propios.

Por otro lado, y en base a las recomendaciones del organismo internacional, se establece la prohibición de mantener cuentas anónimas o bajo nombres ficticios, se explicitan las medidas exigidas respecto de las Personas Expuestas Políticamente extranjeras, se enfatiza en la necesidad de aplicar medidas de Debida Diligencia Reforzadas proporcionales a los riesgos encontrados identificados e incorpora la posibilidad de que las instituciones financieras puedan depender de terceros para la ejecución de determinadas medidas de debida diligencia. La norma comenzará a regir a partir del 1° de abril de 2023.

Por último, con fecha 9 de mayo de 2023, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución 78/2023, con entrada en vigencia a partir del 1 de julio de 2023, la cual tiene por objeto establecer requisitos mínimos para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo, y está dirigida a aquellos sujetos obligados incluidos en el artículo 20 incisos 4, 5 y los del inciso 22 de la Ley N° 25.246 y sus modificatorias, que revistan el carácter de Fiduciarios Financieros. La resolución establece la obligación de implementar un Sistema de Prevención de LA/FT, con un enfoque basado en el riesgo, que deberá contener todas las políticas, procedimientos y controles a los fines de identificar, evaluar, administrar y mitigar eficazmente los riesgos de LA/FT a los que se encuentra expuesto. Asimismo, establece, entre otras cuestiones, una serie de factores de riesgo particulares que los sujetos obligados deberán considerar, la obligación de llevar a cabo informes técnicos de autoevaluación de riesgos, realizar declaraciones juradas de tolerancia al riesgo, debidamente fundadas y aprobadas por el órgano de administración y máxima autoridad, y establecer políticas, procedimientos y controles adecuados de mitigación de riesgos.



A su vez, la resolución exige a los sujetos obligados la adopción de políticas, procedimientos y controles de cumplimiento mínimo, tendientes a controlar el debido cumplimiento de la normativa y la detección de irregularidades. En este sentido, establece condiciones mínimas que deberán contener los manuales de prevención, y otras medidas de control como la designación de oficiales de cumplimiento y un Comité de Prevención, la implementación de planes de capacitación, evaluaciones del Sistema de Prevención, un Código de Conducta, entre otras. Finalmente, la resolución establece la obligación de implementar medidas de identificación, verificación y conocimiento del cliente, así como de monitoreo, análisis y reporte.

PARA UN ANÁLISIS MÁS EXHAUSTIVO DEL RÉGIMEN DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS VIGENTE AL DÍA DE LA FECHA, SE SUGIERE A LOS INVERSORES CONSULTAR CON SUS ASESORES LEGALES Y DAR UNA LECTURA COMPLETA DEL TÍTULO XIII, LIBRO SEGUNDO DEL CÓDIGO PENAL ARGENTINO Y A LA NORMATIVA EMITIDA POR LA UIF, LA CNV Y EL BANCO CENTRAL EN SU TOTALIDAD. A TALES EFECTOS, LAS PARTES INTERESADAS PUEDEN VISITAR LOS SITIOS DE INTERNET DEL MINISTERIO DE ECONOMÍA, [HTTPS://WWW.ARGENTINA.GOB.AR/ECONOMIA](https://www.argentina.gob.ar/economia), DE LA SECRETARÍA DE FINANZAS: [HTTPS://WWW.ARGENTINA.GOB.AR/ECONOMIA/FINANZAS](https://www.argentina.gob.ar/economia/finanzas), [HTTPS://WWW.INFOLEG.GOB.AR](https://www.infoleg.gob.ar), DE LA UIF: [HTTPS://WWW.ARGENTINA.GOB.AR/UIF](https://www.argentina.gob.ar/uif), DE LA CNV: [HTTPS://WWW.ARGENTINA.GOB.AR/CNV](https://www.argentina.gob.ar/cnv) O DEL BANCO CENTRAL, [HTTPS://WWW.BCRA.GOV.AR](https://www.bcra.gov.ar). LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTOS SITIOS WEB NO FORMA PARTE DEL PRESENTE PROSPECTO.

EL PRESENTE AVISO A LOS INVERSORES ES UN BREVE RESUMEN DE LA NORMATIVA REFERIDA A LA PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS A MEROS FINES INFORMATIVOS. A PESAR DE ESTE RESUMEN, SE ACLARA QUE RESULTA DE APLICACIÓN A LA COMPAÑÍA LA TOTALIDAD DE LA NORMATIVA DE PREVENCIÓN DEL LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO.

A handwritten signature in black ink, appearing to be a stylized name or set of initials.

I – INFORMACIÓN DE LA EMISORA

Denominación Social y naturaleza:	Crown Point Energía S.A., una sociedad anónima constituida en la Argentina.
Sede Social Inscripta:	Godoy Cruz 2769, piso 4°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
Inscripción:	La Sociedad fue inscrita en la IGJ el 15 de noviembre de 2005 bajo el N° 14240 Libro 29 del Tomo - sociedades por acciones.
Actividad Principal de la Emisora:	Servicios de explotación, exploración complementaria y desarrollo de hidrocarburos; operación en áreas de exploración y explotación de hidrocarburos, trabajos de dirección y administración de tareas de explotación, exploración complementaria y desarrollo de hidrocarburos líquidos y gaseosos; transporte, transformación, destilación y aprovechamiento industrial de hidrocarburos y sus derivados y comercialización de hidrocarburos; y elaboración, fraccionamiento, mezcla y envasado, en todas sus formas de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos y sus derivados y productos petroquímicos en cualquiera de sus formas.

Reseña Histórica y Descripción General

Crown Point Energía S.A. lleva dieciséis años desarrollándose en el sector hidrocarburífero. La Compañía es una sociedad controlada por Crown Point Energy Inc. (anteriormente denominada Crown Point Ventures Ltd.), una sociedad extranjera que cotiza en el *Toronto Stock Exchange* bajo la sigla "CWV", registrada en la Inspección General de Justicia bajo el artículo 123 de la Ley General de Sociedades, y forma parte del Grupo Crown Point Energy que cuenta con los recursos técnicos, de capital humano y capacidad de gestión para posicionarse como líder y referente en los mercados dedicada a la exploración y explotación de petróleo crudo y gas. Para mayor información ingresar a <https://crownpointenergy.com>. Todas las operaciones se desarrollan en Argentina, por ello los cambios en la economía del país y las medidas económicas adoptadas por el Gobierno Argentino han tenido y continuarán teniendo un impacto significativo en los negocios de la Emisora.

La oficina principal de la Compañía se encuentra ubicada en Godoy Cruz 2769, pisos 4 y 2, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Las funciones más importantes que se desempeñan allí son: alta dirección, operaciones, administración y finanzas. La Emisora alquila estas oficinas a terceros desde el año 2017.

La Compañía pretende no sólo consolidar la posición de mercado que posee a la fecha de este Prospecto, sino también incrementar su presencia de mercado entre las compañías líderes del sector de exploración y explotación de petróleo y gas en Argentina, apuntando a mantener su sólida rentabilidad a partir de la optimización del proceso de operación y participación en Uniones Transitorias de Empresas ("U.T").

La Emisora busca realizar inversiones para captar oportunidades de desarrollo de yacimientos, maximizando la reducción de riesgos ambientales a través de un firme compromiso y responsabilidad social empresaria para con todas las operaciones de las que participe y lidere, aportando ventajas competitivas a través de su equipo de expertos, y manteniendo fluidez y transparencia en todas sus comunicaciones.

En el año 2003 se constituyó Ironbark Geoservices Argentina S.A. y en el año 2005 se cambió su denominación a Crown Point Oil & Gas S.A.



En el año 2007, Crown Point Oil & Gas S.A. adquirió una participación del 50% en la U.T. “Laguna de Piedra”, con el objetivo de explotar el área Laguna de Piedra (adjudicada mediante el Decreto 124/07), en la provincia de Río Negro. En el mismo año, Crown Point Oil & Gas S.A. quedaría incluida en el Registro de Empresas Productoras de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía en la categoría de Operadora.

En diciembre de 2010 se perfeccionó un acuerdo de cesión por el cual la Compañía, en ese momento actuando bajo la denominación de Antrim Argentina S.A., adquirió el 51% del derecho de participación en la concesión exploratoria del Bloque Cerro de los Leones en Malargüe, Mendoza. El 49,9% restante fue adquirido por Crown Point Oil & Gas S.A. –posteriormente absorbida por la Compañía–, conformándose así la U.T. “Antrim Argentina S.A. - Crown Point Oil & Gas S.A. – Unión Transitoria de Empresas”. En el mismo mes, Crown Point Ventures Ltd., actualmente denominada Crown Point Energy Inc., adquirió de TORPEL Industries Inc. el 100% de las acciones de CanAmericas Energy Ltd. y CanAmericas (Argentina) Energy Ltd. Sucursal Argentina.

Así, se perfeccionó un acuerdo de cesión por el cual Crown Point Oil & Gas S.A. adquirió una participación del 51% y CanAmericas (Argentina) Energy Ltd. Sucursal Argentina el restante 49% en la concesión de explotación del Bloque Cañadón Ramírez, sito en la Provincia de Chubut.

En abril de 2012 Crown Point Oil & Gas S.A. celebró un acuerdo de cesión con Golden Oil Corporation mediante el cual obtuvo el 25% de participación adicional en la U.T. “Laguna de Piedra”, quedando entonces Crown Point Oil & Gas S.A. con el 75% de participación y CanAmericas (Argentina) Energy Ltd. Sucursal Argentina con el restante 25%.

El 28 de mayo de 2012, Crown Point Ventures Ltd. adquirió de Antrim Energy Ltd. el 100% de las acciones de Antrim Argentina S.A. Esta última se sumó así a Crown Point Oil & Gas S.A. y CanAmericas (Argentina) Energy Ltd. Sucursal Argentina a integrar el conglomerado de sociedades locales del Grupo Crown Point Energy. Como se indicara más arriba, Crown Point Ventures Ltd. cambió su denominación a Crown Point Energy Inc. Con la incorporación de Antrim Argentina S.A. al conglomerado de compañías argentinas bajo el control del grupo Crown Point Energy, se adquirió la participación del 25,7804% en la U.T. “Río Cullen Las Violetas La Angostura (UTE RCLV)”, concesión de exploración y explotación en la provincia de Tierra del Fuego.

Durante el año 2012, Crown Point Oil & Gas S.A. cedió a Antrim Argentina S.A. el 39,9% de su participación en la U.T. “Antrim Argentina S.A. - Crown Point Oil & Gas S.A. – Unión Transitoria de Empresas” quedando así los porcentajes en 90% y 10%, respectivamente.

El 8 de julio de 2013 la Legislatura Provincial de Tierra del Fuego promulgó la Ley 934, por la cual la ratificó el Acuerdo de Prórroga de la Concesión Hidrocarburífera “CA13-Las Violetas” entre la Compañía y la provincia por el área Las Violetas, por diez (10) años más hasta el 17 de agosto de 2026. En la misma fecha, la Legislatura Provincial de Tierra del Fuego promulgó la Ley 935 por la que ratificó el Acuerdo de Prórroga de las Concesiones Hidrocarburíferas de explotación “CA12-Río Cullen” y “CA14-Angostura” por diez (10) años más a partir de sus vencimientos originales, hasta el 17 de agosto de 2026, en el caso de Río Cullen, y hasta 16 de agosto de 2026, en el caso de La Angostura. A la fecha del presente prospecto la Sociedad evalúa junto con el resto de los socios de la U.T. RCLV iniciar las tratativas para la extensión de la concesión por un plazo de 10 años, es decir hasta el 2036. En diciembre de 2013 se celebró la transferencia del fondo de comercio de CanAmericas (Argentina) Energy Ltd. Sucursal Argentina a Crown Point Oil & Gas S.A., con efectos a partir del 2014. En función de ello, Crown Point Oil & Gas S.A. pasó a tener el 100% de la participación de ambas U.T.: Laguna de Piedra y Cañadón Ramírez.

En marzo de 2015 Antrim Argentina S.A., como sociedad absorbente, celebró el Compromiso Previo de Fusión con Crown Point Oil & Gas S.A., en carácter de sociedad absorbida, siendo la continuadora de todos los derechos y obligaciones de Crown Point Energía S.A. con fecha efectiva 1 de enero de 2015.

El 5 de mayo de 2016 por Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de accionistas, la Compañía resolvió modificar la denominación social de Antrim Argentina S.A. por Crown Point Energía S.A. Dicho trámite fue inscripto ante la



Inspección General de Justicia el día 8 de junio de 2017, bajo el número 10990 del Libro 84 del tomo de Sociedades por Acciones.

En marzo de 2017 se procedió a perforar el pozo exploratorio "SMx.1001" en el Yacimiento San Martín, Provincia de Tierra del Fuego, ubicado dentro de la Concesión La Angostura. El pozo fue puesto en producción en el mes de septiembre de 2017, y resultó ser descubridor de hidrocarburos asociados a rocas volcánicas de la Serie Tobífera, un intervalo que hasta el momento no había sido documentado en la producción de las concesiones argentinas de Tierra del Fuego. El pozo produce petróleo de tipo liviano (confirma la presencia de petróleo en el Yacimiento San Martín) y contó con una producción inicial promedio día de 330m3/d.

El 7 de junio 2018, la Compañía adquirió el 98% de las acciones con derecho a voto de St. Patrick Oil & Gas S.A., (en adelante, "St. Patrick") anteriormente denominada Apco Austral S.A., y Crown Point Energy Inc. adquirió el 2% de las acciones restante. En ese entonces, St. Patrick poseía el 25,7796% de participación en la U.T. "Río Cullen - Las Violetas - La Angostura".

El costo de la adquisición ascendió a US\$ 32,1 millones (equivalente a \$802.082.663 al 7 de junio de 2018). Adicionalmente, bajo los términos del acuerdo, la Compañía se comprometió a realizar pagos trimestrales por un período de hasta diez años comenzando a partir del 1 de enero de 2018, por un monto total de hasta US\$8,82 millones calculados en función del 10% de la ganancia neta (ingresos de petróleo y gas menos regalías provinciales) que reciba St. Patrick por su porcentaje de participación en la concesión de Tierra del Fuego para el trimestre que exceda cierta base de ingresos netos como tope para cada trimestre. Para más información véase "*Políticas de la Emisora – Políticas de Inversiones y Financiamiento – Adquisición de St. Patrick*". En la actualidad Crown Point posee: i) una participación total de 34,7349% en las Concesiones de Tierra Del Fuego, áreas Río Cullen, Las Violetas y Angostura; ii) una participación del 50% en la Concesión de Explotación sobre el área Chañares Herrados en la Provincia de Mendoza; iii) una participación del 50% en la Concesión de Explotación sobre el área Puesto Pozo Cercado Oriental, en la Provincia de Mendoza y iv) adicionalmente es operador del Área Cerro de los Leones, en la provincia de Mendoza donde posee el 100% de la participación.

En julio 2018 durante la ejecución de una nueva campaña de perforación en el Yacimiento San Martín se perforó el pozo "SM x.1002", puesto en producción en agosto de ese mismo año, con una producción promedio de 303m3/d. Los resultados obtenidos abrieron importantes expectativas de exploración y desarrollo para las tres concesiones de Tierra del Fuego: "Río Cullen - Las Violetas - La Angostura". En el año 2019 por medio de un proceso de venta por derecho de preferencia se perfeccionó la venta de parte del porcentaje de la participación en la U.T. "RCLV" quedando el Grupo Crown Point Energía con una participación total del 34,7349%. En diciembre del mismo año se decidió avanzar con la fusión de St. Patrick, que fue absorbida y disuelta sin liquidación, por parte de la Compañía como sociedad absorbente y continuadora de todos sus derechos y obligaciones. Se estableció 1 de enero de 2020 como fecha de efectiva de fusión impositiva. El Compromiso Previo de Fusión fue celebrado el 30 de marzo 2020.

A la fecha del presente Prospecto, con relación a la concesión de exploración de Laguna de Piedra, el primer periodo exploratorio se encuentra suspendido indefinidamente por parte de la Provincia de Río Negro hasta tanto no se resuelva el Trámite del Expediente 36770-COD-2009 por ante el Consejo de Ecología y Medioambiente de Río Negro (CODEMA). Con fecha 7 de agosto de 2009, mediante Resolución N° 368/09, el Consejo de Ecología y Medioambiente rechazó el estudio de impacto ambiental presentado en el marco de la concesión respectiva sobre la base de dos consideraciones: (i) que el Departamento Provincial de Aguas de la Provincia de Río Negro aconsejó relocalizar el pozo o presentar un proyecto integral de defensas aluviales, y (ii) que existiría legislación municipal aplicable al área de "Laguna de Piedra" que inhibiría la actividad hidrocarbúfera en el área protegida municipal.

Con fecha 17 de febrero de 2021, la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Economía y Energía de la Provincia de Mendoza emitió la Decisión Administrativa de Preadjudicación N° 5/2021 mediante la cual se le preadjudicó a la Sociedad, conforme al pliego de la licitación, la concesión de la explotación del área Chañares Herrados ("CH"), Provincia de Mendoza. Con fecha 12 de marzo de 2021 se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Mendoza el Decreto Provincial N° 224, por el cual se concede a la Sociedad y a Petrolera Aconcagua Energía S.A., el 100% de



participación en la Concesión de Explotación sobre el área Chañares Herrados, con el objeto de realizar trabajos de explotación y desarrollo de hidrocarburos por el término de 25 años.

La participación de la Sociedad en CH es del 50%, y la operación está a cargo de Petrolera Aconcagua Energía S.A. quien posee el 50% restante. El 13 de marzo de 2021, la UT PAESA-CPESA asumió la explotación de la concesión CH.

Con fecha 10 de agosto de 2022, efectivo al 1 de julio de 2022, la Sociedad acordó la adquisición del 50% de la participación de Petrolera Aconcagua Energía S.A. en la concesión de explotación de hidrocarburos denominada Puesto Pozo Cercado Oriental (en adelante "PPCO") ubicada en la provincia de Mendoza, con vencimiento en agosto de 2043. La referida concesión fue otorgada por Decreto 1354/2018 del Poder Ejecutivo de la Provincia de Mendoza de fecha 18 de agosto de 2018 a Petrolera Aconcagua Energía S.A., como única titular de la misma. Petrolera Aconcagua Energía S.A. conserva el 50% de la participación restante y continuará operando la concesión en forma conjunta con la concesión Chañares Herrados.

El costo de la adquisición implicó el pago de un precio base por USD 5 millones (equivalente a \$705 millones al tipo de cambio de \$141/US\$), y una contraprestación contingente por la suma condicionada y eventual de hasta USD 7,5 millones adicionales, pagadero en cuotas trimestrales, en la medida en que el flujo neto de los ingresos por ventas menos gastos de operación exceda el monto acordado entre las partes, previo recupero por parte de la Sociedad de la inversión inicial por el precio base de USD 5 millones.

Adicionalmente, los concesionarios se comprometieron a un aporte obligatorio mediante la entrega de bienes y/o ejecución de servicios por hasta un valor máximo del 0,5% anual del canon de concesión a lo largo de la vigencia de la concesión de explotación.

Las regalías establecidas ascienden al 18,2% y el compromiso de inversión al 31 de diciembre de 2022 asciende a USD 26,8 millones (USD 13,4 millones al porcentaje de participación de la Sociedad). Los concesionarios constituyeron una garantía de fiel cumplimiento por un monto equivalente del 10% del total de la inversión comprometida que deberá mantenerse activa hasta completar la inversión.

En agosto de 2018, Petrolera Aconcagua Energía S.A. obtuvo los derechos sobre la concesión de Puesto Pozo Cercado a través de un proceso de licitación mediante una contraprestación en efectivo y un compromiso de inversión a ser ejecutado hasta el mes de agosto de 2028. Con el objetivo de dar cumplimiento al compromiso de inversión, que a la fecha de la adquisición ascendía a \$26,8 millones, Petrolera Aconcagua Energía S.A. tomó la decisión de buscar un socio para cumplir con las obligaciones de inversión comprometidas.

La adquisición del 50% de la participación en la concesión PPCO se contabilizó como una combinación de negocios de conformidad con la NIIF 3 Combinaciones de negocios, en virtud de la cual los activos adquiridos y los pasivos asumidos se registraron a sus valores razonables estimados a la fecha de adquisición.

Descripción del sector en que se desarrolla su actividad

Marco Regulatorio del Petróleo y Gas

La industria del petróleo y del gas argentino ha estado y sigue estando sujeta a ciertas políticas y reglamentaciones que han provocado y siguen provocando, en algunos casos, que los precios internos sean inferiores a los precios vigentes en el mercado internacional. Ocasionalmente en el pasado, las restricciones a la exportación y los requisitos de la oferta interna han sido las políticas imperantes para obligar a los productores de petróleo y gas locales a desviar los suministros de la exportación o mercados industriales a los clientes locales con subsidios cruzados.



La Ley de Hidrocarburos Argentina

La industria de los hidrocarburos en la Argentina se encuentra regulada, a nivel federal, por la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 (la "Ley de Hidrocarburos") la cual fue dictada en el año 1967 y modificada por las Leyes N° 26.197, en el año 2007, y N° 27.007, en el año 2014. Esta última, incluyó nuevas técnicas de perforación en la industria, 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, la incorporación de las figuras de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales en la Plataforma Continental y Mar Territorial, y el régimen de promoción establecido bajo el Decreto N° 929/13, entre otros aspectos. Asimismo, el sector se encuentra regulado por la Ley N° 24.076 dictada en el año 1992, que estableció las bases para la desregulación de las industrias de transporte y distribución de gas natural (la "Ley de Gas Natural").

La Ley de Hidrocarburos establece que las actividades de exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos estarán a cargo de empresas estatales, empresas privadas o mixtas. Quienes sean titulares de permisos de exploración y de concesiones de explotación, los cuales serán adjudicados mediante concurso, deberán poseer solvencia financiera y la capacidad técnica adecuada para ejecutar las tareas inherentes al derecho otorgado. Asimismo, la Ley de Hidrocarburos dispone que los permisionarios y concesionarios tendrán el dominio sobre los hidrocarburos que extraigan y, consecuentemente, podrán transportarlos, comercializarlos, industrializarlos y comercializar sus derivados, dando cumplimiento con todas las normas que reglamenten dichas actividades.

En 2004, el Congreso Nacional dictó la Ley N° 25.943 creando una nueva compañía energética de propiedad estatal, "ENARSA". El objeto social de "ENARSA" sería la exploración y explotación de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, el transporte, el almacenamiento, la distribución, comercialización e industrialización de esos productos, así como también el transporte y la distribución de gas natural y la generación, transporte, distribución y venta de electricidad. De acuerdo con lo establecido en el Decreto N° 882/2017, ENARSA se fusionó con Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A., siendo ENARSA la entidad sobreviviente, y adoptando la denominación "Integración Energética Argentina Sociedad Anónima" ("IEASA").

El 11 de diciembre de 2019, se publicó el Decreto N°7/2019 en el Boletín Oficial, modificando la Ley de Ministerios N° 22.520. El mencionado decreto, entre otros cambios, delegó al Ministerio de Desarrollo Productivo la ejecución de la política nacional en materia de energía y minería. En fecha 20 de diciembre de 2019, se publicó el Decreto N° 50/2019 en el Boletín Oficial, que crea la Secretaría de Energía de la cual depende la Subsecretaría de Hidrocarburos. La Secretaría de Energía a la fecha de este Prospecto se encuentra dentro del ámbito ministerial del Ministerio de Economía.

El 16 de junio de 2022, mediante el Decreto N° 329 se creó el Régimen de Incentivos al Abastecimiento Interno de Combustibles ("RIAIC") para las empresas refinadoras y/o refinadoras integradas que sean sujetos pasivos de los Impuestos sobre los Combustibles Líquidos y al Dióxido de Carbono establecidos en el Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones. La SE fue designada como Autoridad de Aplicación del RIAIC, quedando facultada para el dictado de las normas aclaratorias y complementarias que resulten necesarias para su adecuado funcionamiento, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 6° del citado decreto. Posteriormente, la Resolución 639/2022 de la SE establece que, a los efectos de acceder al RIAIC, las empresas refinadoras y/o refinadoras integradas que sean sujetos pasivos de los Impuestos sobre los Combustibles Líquidos y al Dióxido de Carbono establecidos en el Título III de la Ley N° 23.966, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, deberán solicitar su adhesión ante la SE, y cumplir con los requisitos dispuestos en el Artículo 2° del Decreto N° 329, en los términos definidos en los Artículos 2° y 3° del decreto.

- Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública

El 23 de diciembre de 2019 fue publicada en el Boletín Oficial la Ley 27.541 ("Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva"), que afectó directamente al sector energético. Dicha ley declaró la emergencia pública en materia



económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y delegó facultades en el Poder Ejecutivo Nacional hasta el 31 de diciembre de 2020, para llevar a cabo, entre otras, cuestiones relativas a la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos. Por otro lado, se previó un congelamiento de las tarifas por transporte y distribución de electricidad y gas natural bajo jurisdicción federal por un plazo de 180 días, invitando a las provincias a adherir a la política, facultándose al Poder Ejecutivo Nacional para renegociar las tarifas bajo jurisdicción federal –que caerían dentro de la órbita de las Revisiones Tarifarias Integrales vigentes o mediante una revisión extraordinaria-. Según los objetivos planteados, se buscó reducir la carga tarifaria real aplicable a hogares y empresas. Además, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva facultó al Poder Ejecutivo Nacional para la intervención del ENRE y el ENARGAS por un plazo de un año, conforme dicho plazo fuera prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2022 por medio del Decreto N° 871/2021. En este sentido, mediante Decretos N° 277/2020 y 278/2020 el Poder Ejecutivo Nacional designó los interventores de ambos organismos. Dichas intervenciones se mantuvieron vigentes hasta el 31 de diciembre de 2022. Posteriormente, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 543/2020 se prorrogó por 180 (ciento ochenta) días corridos el congelamiento tarifario establecido en la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, medida que fue posteriormente prorrogada por medio de la Resolución 1029/2021 de la Secretaría de Energía hasta el 30 de abril de 2022. Con fecha 17 de diciembre de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 1020/2020, en virtud del cual determinó el inicio de la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural que se encontrasen bajo jurisdicción federal, en el marco de lo establecido en el artículo 5 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva.

En el marco del proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el Decreto N° 1020/2020, el 23 de febrero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 47/2021 del ENARGAS, mediante la cual se convocó a una audiencia pública virtual la cual tuvo lugar el 16 de marzo de 2021 para tratar la adopción de acuerdos transitorios con las concesionarias y licenciatarias, y los cuadros tarifarios aplicables al servicio de distribución de gas propano indiluido por redes. Asimismo, el 18 de febrero de 2021 se publicó la Resolución N° 117/2021 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó a otra audiencia pública, celebrada el 15 de marzo de 2021, a los efectos de considerar la porción del precio del gas natural en el PIST que el Estado nacional tomará a su cargo, a título de subsidio, en el marco del Plan Gas IV.

El 2 de junio de 2021, mediante publicación en el Boletín Oficial, el ENARGAS aprobó los cuadros tarifarios de transición conforme la adecuación tarifaria prevista en los Regímenes Tarifarios de Transición (RTT) de las Licenciatarias de Transporte y Distribución de gas por redes, que se enmarca en el proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el Decreto N° 1020/20. En este sentido, las modificaciones tarifarias fueron dispuestas a través de las Resoluciones ENARGAS 149/21; 150/21; 151/21; 152/21; 153/21; 154/21; 155/21; 156/21; 157/21; 158/21; y 159/21. Luego, el 23 de diciembre de 2021, mediante Decreto N° 871/2021, se prorrogó la intervención del ENRE, a partir del 1 de enero de 2022, hasta el 31 de diciembre de 2022. Finalmente, el 6 de diciembre de 2022, mediante el Decreto N° 815/2022, la intervención del ENRE y ENARGAS fueron extendidas hasta el 31 de diciembre de 2023 o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios resultantes de los Acuerdos Definitivos de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), lo que ocurra primero.

- **Ley N° 26.197**

La Ley N° 26.197, publicada en el Boletín Oficial el 5 de enero de 2007, modificó a la Ley de Hidrocarburos, transfiriendo a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires la propiedad sobre todos los yacimientos de hidrocarburos ubicados dentro de sus territorios y en los mares adyacentes hasta 12 millas marinas desde las líneas de base. Asimismo, la Ley N° 26.197 también previó que los yacimientos de hidrocarburos ubicados más allá de las 12 millas marinas continuarán siendo propiedad del Estado Nacional.

De acuerdo a lo establecido por la Ley N° 26.197, el Congreso de la Nación continuará dictando leyes y reglamentaciones para desarrollar los recursos de hidrocarburos existentes dentro de todo el territorio argentino



(incluyendo su mar), pero los gobiernos de las provincias donde están ubicados los reservorios de hidrocarburos serán responsables del cumplimiento de esas leyes y reglamentaciones y de la administración de los yacimientos de hidrocarburos y actuarán como autoridades otorgantes de permisos de exploración y concesiones de explotación. Sin embargo, las facultades administrativas otorgadas a las provincias serán ejercidas dentro del marco de la Ley de Hidrocarburos y las reglamentaciones que la complementan.

Por consiguiente, aun cuando la Ley Nº 26.197 estableció que las provincias son las responsables de la administración de los yacimientos de hidrocarburos, el Congreso de la Nación retuvo la facultad de emitir normas y regulaciones concernientes al marco legal de los hidrocarburos. Además, el Estado Nacional conserva la facultad de determinar la política energética nacional. Se indica expresamente que la transferencia no afectará los derechos y las obligaciones de los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación ni la base para el cálculo de regalías, las cuales se calcularán de acuerdo con el título de concesión y serán pagadas a la provincia donde están ubicados los yacimientos.

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

Finalmente, la Ley Nº 26.197 otorgó las siguientes facultades a las provincias: (i) el ejercicio en forma total e independiente de todas las actividades relacionadas con la supervisión y el control de los permisos de exploración y concesiones de explotación transferidos por la Ley Nº 26.197, (ii) la ejecución y cumplimiento de todas las obligaciones legales y/o contractuales relacionadas con inversiones, información y producción racional, canon y pago de regalías, (iii) la prórroga de plazos legales y/o contractuales, (iv) la aplicación de sanciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos y (v) todas las demás facultades relacionadas con el poder otorgado por la Ley de Hidrocarburos.

- **Ley de Expropiación de YPF S.A. (“YPF”)**

En 2012, la Ley Nº 26.741 (la “Ley de Expropiación”) declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos. Adicionalmente, su objetivo primordial es garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones. El artículo 3 de la Ley de Expropiación establece los principios de la política de hidrocarburos de la Argentina, siendo los principales los siguientes: (i) la promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y de las provincias y regiones; y (ii) la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo. De acuerdo con el artículo 2 de la Ley de Expropiación, el Poder Ejecutivo Nacional, en su calidad de autoridad a cargo de la fijación de la política en la materia, arbitrará las medidas conducentes al cumplimiento de los fines de dicha ley con el concurso de las Provincias y del capital público y privado, nacional e internacional.

Asimismo, al artículo 4 de la Ley de Expropiación creó el Consejo Federal de Hidrocarburos, el que se integra con la participación diversos ministerios del Poder Ejecutivo Nacional, las Provincias y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. De acuerdo al artículo 5 de la Ley de Expropiación, son funciones del Consejo Federal de Hidrocarburos, entre otras, las siguientes: a) promover la actuación coordinada del Estado Nacional y las Provincias, a fin de garantizar el cumplimiento de los objetivos de la Ley de Expropiación; y b) expedirse sobre toda otra cuestión vinculada al cumplimiento de los objetivos de la Ley de Expropiación y a la fijación de la política hidrocarburífera de la República Argentina, que el Poder Ejecutivo Nacional someta a su consideración.



A los efectos de garantizar el cumplimiento de los objetivos de la Ley de Expropiación, se declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del capital social de YPF representado por igual porcentaje de las acciones clase D de dicha empresa, pertenecientes a YPF, sus controlantes o controladas, en forma directa o indirecta. Las acciones sujetas a expropiación de las empresas YPF serán distribuidas del siguiente modo: el 51% al Estado Nacional y el 49% restante se distribuirá entre las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. A la fecha de este Prospecto, la transferencia de las acciones sujetas a expropiación a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos todavía se encuentra pendiente. A efectos de garantizar el cumplimiento de sus objetivos, la Ley de Expropiación establece que el Poder Ejecutivo Nacional, por sí o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión de los derechos políticos y económicos a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos. Asimismo, el artículo 9 de la Ley de Expropiación establece que la cesión de los derechos políticos y económicos de las acciones sujetas a expropiación, que efectúe el Estado Nacional a favor de los Estados Provinciales integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos, contemplará el ejercicio de los derechos accionarios correspondientes a ellas en forma unificada a través de la celebración de un pacto de sindicación de acciones. Cualquier transferencia posterior de las acciones sujetas a expropiación se encuentra prohibida sin la autorización del Congreso de la Nación con el voto de las dos terceras partes de sus miembros.

- **Decreto Nº 1277/2012 – Régimen de Soberanía Hidrocarburífera**

El Decreto Nº 1.277/2012, reglamentario de la Ley de Expropiación, y sancionó el “Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina”. El Decreto Nº 1277/2012 estableció, principalmente, lo siguiente: (i) la creación del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; (ii) la creación de la Comisión quien elaborará anualmente, en el marco de la Política Hidrocarburífera Nacional, el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas; (iii) el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas en el cual deberán inscribirse los sujetos que realicen actividades de exploración, explotación, refinación, transporte y comercialización de hidrocarburos y combustibles; y (iv) la obligación de los sujetos inscriptos de presentar antes del 30 de septiembre de cada año su plan anual de inversiones (el “Plan Anual de Inversiones Hidrocarburíferas”), incluyendo un detalle de sus metas cuantitativas en materia de exploración, explotación, refinación y/o comercialización y transporte de hidrocarburos y combustibles, según corresponda. Dicho Plan Anual de Inversiones Hidrocarburíferas debe ser aprobado por la Comisión.

En cuanto a las actividades de refinación, el Decreto Nº 1277/2012 facultaba a la Comisión a regular el porcentaje mínimo de refinación primaria y secundaria. La Comisión también tiene la posibilidad de adoptar medidas de promoción y de coordinación, con el objetivo de garantizar el desarrollo de la capacidad de procesamiento local de acuerdo con las metas establecidas en el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburos.

Con respecto a la comercialización, la Comisión tenía derecho a publicar los precios de referencia de los costos y los precios de venta de los hidrocarburos y combustibles, los cuales deben permitir cubrir los costos de producción y obtener un margen de beneficio razonable. Asimismo, la Comisión tenía que revisar periódicamente la razonabilidad de los costos informados y de los precios de venta, con derecho a adoptar las medidas necesarias para prevenir o corregir prácticas distorsivas que puedan afectar a los intereses de los consumidores.

Sin embargo, el 4 de enero de 2016 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto Nº 272/2015 del Poder Ejecutivo Nacional. De acuerdo con el Decreto Nº 272/2015, las potestades de la Comisión fueron transferidas al Ministerio de Energía y Minería de la Nación. Adicionalmente, las siguientes facultades de la Comisión, entre otras, fueron derogadas: (i) la facultad de revisar periódicamente la razonabilidad de los costos informados sus respectivos precios de venta, teniendo la facultad de adoptar todas las medidas necesarias para impedir o corregir prácticas distorsivas que puedan afectar los intereses de los consumidores; y (ii) la facultad de publicar precios de referencia de cada componente de los costos y precios de venta de hidrocarburos. El Decreto Nº 272/2015 establece que el Ministerio de Energía y Minería de la Nación hará una revisión y actualización de los regímenes de información actualmente vigentes, los cuales continuarán en vigencia hasta que se dicten nuevas reglamentaciones.



El Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 272/2015 en virtud del cual disolvió la Comisión, transfiriendo sus facultades al Ministerio de Energía y Minería de la Nación (actualmente, la SE), y abolió la facultad de publicar precios de referencia de los componentes de costos y precios de venta de los hidrocarburos, entre otras medidas. A continuación, se detallan las principales regulaciones en materia de explotación y comercialización de hidrocarburos.

- Programa Mendoza Activa

Con fecha 4 de diciembre de 2020, mediante la Ley N° 9.279, la Provincia de Mendoza creó el Programa Mendoza Activa Hidrocarburos (“Programa I”) que tiene por objetivo promover el desarrollo, la reactivación y el incremento de la producción de la actividad hidrocarburífera.

El Programa I reintegra mediante certificados de crédito fiscal, a quienes adquieran la calidad de beneficiarios, aquellas erogaciones que, hasta el límite de las autorizaciones que dispone la normativa, sean realizadas en proyectos de puesta en producción de nuevos pozos y/o en la reactivación de pozos existentes, que a la fecha de publicación de la Ley se encontraban sin producción. Dichos certificados de crédito fiscal podrán ser aplicados al pago de impuesto a los ingresos brutos y regalías.

Con fecha 7 de julio de 2021, mediante la Ley N° 9.330, la Provincia de Mendoza creó el Programa Mendoza Activa Hidrocarburos II (“Programa II”) con el mismo objetivo y modalidad que el Programa I, ampliando el crédito fiscal aplicable hasta el límite de las autorizaciones que dispone la normativa y el plazo para su utilización hasta el 31 de diciembre de 2025, pudiendo ser prorrogado por el PE provincial, por un lapso de hasta 3 años.

La Sociedad aplicó a ambos programas cumpliendo con los requisitos formales, técnicos y económicos.

La Sociedad recibió en créditos fiscales para el impuesto sobre los ingresos brutos y regalías provinciales al 31 de diciembre de 2022, \$127,9 millones (\$100,7 millones correspondientes al área Cerro de los Leones y \$27 millones correspondientes al área Chañares Herrados).

- **Modificaciones a la Ley de Hidrocarburos introducidas por la Ley N° 27.007**

Con fecha 8 de noviembre de 2014, entró en vigencia la Ley N° 27.007, que modificó la Ley de Hidrocarburos.

Explotación No Convencional de Hidrocarburos

Se otorgó rango legal a la figura de la “Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos”, creada por el Decreto N° 929/13. 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.

Los sujetos titulares de permisos de exploración y/o de concesiones de explotación de hidrocarburos tendrán derecho a solicitar a la autoridad de aplicación una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, en los siguientes términos:

- 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.



- 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 demostre fehacientemente la continuidad geológica de dichas áreas. Tal solicitud también deberá estar fundada en el desarrollo de un plan piloto.

Plazos en los Permisos y Concesiones de Explotación

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):

- Exploración convencional: se divide el plazo básico en dos períodos de hasta 3 años cada uno, más una prórroga facultativa por hasta cinco años. De esta manera se reduce de catorce a once años la extensión máxima posible de los permisos de exploración;
- Exploración no convencional: se divide el plazo básico en dos períodos de 4 años cada uno, más una prórroga facultativa por hasta 5 años, es decir hasta un máximo de 13 años; y
- Exploración en la plataforma continental y en el mar territorial: se divide el plazo básico en dos períodos de 3 años cada uno con posibilidad de incrementarse en un año cada uno.

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 prórroga, en cuyo caso dicha restitución quedará limitada al 50% del área remanente.

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

- Concesión de explotación convencional: 25 años;
- Concesión de explotación no convencional: 35 años; y
- Concesión de explotación en la plataforma continental y en el mar territorial: 30 años.

Asimismo, con una antelación no menor a un año de vencimiento de la concesión, el titular de la concesión de explotación podrá solicitar indefinidas prórrogas de la concesión, por un plazo de 10 años cada una, 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.

Se elimina la restricción a la titularidad de más de cinco permisos de exploración y/o concesiones de explotación de manera simultánea, ya sea en forma directa o indirecta.

Prórroga de Concesiones

La Ley Nº 27.007 faculta a las provincias que ya hubieren iniciado el proceso de prórroga de concesiones, a contar con un plazo de 90 días para concluir dicho proceso sobre la base de las condiciones establecidas por cada una de ellas. Las prórrogas subsiguientes serán regidas a futuro por la Ley de Hidrocarburos Argentina.

Adjudicación de Áreas

La Ley Nº 27.007 propone la elaboración de un pliego modelo que será elaborado conjuntamente por la SE y las autoridades provinciales, al que deberán ajustarse los llamados a licitación dispuestos por las autoridades de aplicación de la ley e 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 (“PEN”) o Poder Provincial, según corresponda.



Canon y Regalías

La reforma a la Ley de Hidrocarburos Argentina actualizó los valores relativos al canon de exploración y explotación dispuesto por el Decreto N° 1.454/07, los que, a su vez, podrán ser actualizados con carácter general por el PEN, sobre la base de las variaciones que registre el precio del petróleo crudo nacional en el mercado interno. A continuación, se detallan los valores actualizados para cada canon y regalías.

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:

- Primer período: el monto equivalente en pesos de 0,46 barriles de petróleo por kilómetro cuadrado;
- Segundo período: el monto equivalente en pesos de 1,84 barriles de petróleo por kilómetro cuadrado; y
- Prórroga: el monto equivalente en pesos de 32,22 barriles de petróleo por kilómetro cuadrado.

Canon de Explotación

El titular de un permiso de explotación pagará anualmente y por adelantado un canon del monto equivalente en pesos de 8,28 barriles de petróleo por kilómetro cuadrado 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.

Se 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, 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, 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 Poder 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 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 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 de Inversiones Hidrocarburíferas, se reduzcan las regalías al 50% para proyectos de producción terciaria, petróleos extrapesados y costa afuera, debido a su productividad, ubicación y demás características técnicas y económicas desfavorables.

Bono de Prórroga

La Ley N° 27.007 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 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.

Bono de Explotación

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 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos.

Concesiones de Transporte

Las concesiones de transporte, que hasta ahora se otorgaban por 35 años, serán 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 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 25 años, y las que se originen en una concesión de explotación no convencional de 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.

Legislación Uniforme

La Ley N° 27.007 establece dos tipos de compromisos no vinculantes entre el Estado Nacional y las provincias en materia ambiental e impositiva:

- (i) Legislación Ambiental: prevé que el Estado Nacional y las provincias tenderán 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:

- La alícuota del impuesto a los Ingresos Brutos aplicable a la extracción de hidrocarburos no superará el 3%;
- 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
- 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.



Restricciones a la Reserva de Áreas para Empresas de Control Estatal o Provincial

La reforma a la Ley de Hidrocarburos Argentina establece 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, se elimina 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.

Régimen de Promoción de Inversión de Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales

El 11 de julio de 2013 el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto Nº 929/13 por el cual se creó el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, tanto convencionales como no convencionales, 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.

La Ley Nº 27.007 extiende 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 millones, calculada al momento de la presentación del proyecto de inversión para la explotación de hidrocarburos y a ser invertidos durante los primeros 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 millones en un plazo de 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 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 0% 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 millones.

En los períodos que la producción nacional de hidrocarburos no alcanzase a cubrir las necesidades internas de abastecimiento en los términos del Art. 6º de la Ley de Hidrocarburos Argentina, 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 el marco de estos proyectos de inversión, la Ley Nº 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 de Inversiones Hidrocarburíferas en función de la magnitud y el alcance del proyecto de inversión, el que se destinará a proyectos de infraestructura.

Concesión de explotación no convencional de hidrocarburos (CENCH) en la provincia del Neuquén

Considerando las características especiales de un reservorio no convencional, dada su baja permeabilidad y la productividad alcanzada en los últimos años, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén estableció ciertos parámetros aplicables para el otorgamiento de CENCH en dicha provincia, instrumentados mediante las Res. N° 53/20 (julio de 2020) y N° 142/21 (noviembre de 2021), posteriormente ratificadas por el Decreto Provincial N° 2183/21 (diciembre de 2021).

Las empresas pueden solicitar la CENCH basada en un proyecto de desarrollo que comprende un Plan Piloto de un plazo de hasta cinco años, con el objetivo de demostrar su viabilidad técnico-económica, con parámetros adicionales a la regulación nacional respecto a la operación, evaluaciones de productividad real, costos e inversión. Una vez presentada la solicitud de una CENCH, en el supuesto de que la misma incluya un exceso del área piloto, se incorpora el pago de un bono de extensión de área, cuyo valor estará asociado a los recursos que se espera recuperar en el área extendida considerando el precio promedio de la cuenca de los últimos 2 años.

● **Transporte de Hidrocarburos Líquidos**

La Ley de Hidrocarburos, permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones de 35 años para el transporte de petróleo, gas y derivados luego de la presentación de ofertas licitatorias competitivas. En virtud de la Ley N° 26.197, los gobiernos provinciales correspondientes tienen las mismas facultades. Los titulares de concesiones de explotación tienen derecho a recibir una concesión para el transporte de su producción de petróleo, gas y derivados. El plazo de una concesión de transporte puede ser prorrogado por un período adicional de diez años luego de ser solicitado al Poder Ejecutivo Nacional.

La Ley N° 27.007, que se aplica a las concesiones de transporte de hidrocarburos líquidos otorgadas después de Octubre 2014, excepto de las que ya se rige por las leyes anteriores, permite al Poder Ejecutivo Nacional otorgar concesiones para el transporte de petróleo, gas y derivados por términos equivalentes a los otorgados por las concesiones de explotación vinculados a esas concesiones de transporte, luego de la presentación de ofertas licitatorias competitivas. El plazo de una concesión de transporte puede ser prorrogado por un período adicional equivalente al de la concesión de explotación asociada. El titular de una concesión de transporte tiene el derecho de transportar petróleo, gas y derivados, y construir y operar ductos de petróleo, gas y derivados, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas compresoras, caminos, ferrocarriles y otras instalaciones y equipos necesarios para la operación eficiente de un sistema de tuberías.

El titular de una concesión de transporte tiene la obligación de transportar hidrocarburos para terceros, sin discriminación, a cambio de una tarifa. Esta obligación, no obstante, se aplica a los productores de petróleo o de gas sólo en la medida en que el titular de la concesión tuviere capacidad adicional disponible y está expresamente subordinada a los requerimientos de transporte del titular de la concesión. Las tarifas de transporte están sujetas a aprobación de la SE para oleoductos y derivados de petróleo, y por el ENARGAS para gasoductos. Al vencimiento de una concesión de transporte, los oleoductos e instalaciones asociadas revierten al gobierno argentino sin ningún pago al titular. Adicionalmente, en virtud de la Ley N° 26.197, todas las concesiones de transporte ubicadas íntegramente dentro de la jurisdicción de una provincia y no conectadas directamente a un ducto de exportación revierten a esa provincia. El Poder Ejecutivo Nacional retiene la facultad de regular y hacer cumplir todas las concesiones de transporte ubicadas dentro de dos o más provincias y todas las concesiones de transporte conectadas directamente a ductos de exportación.



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, estableció que la tarifa de transporte podrá ser revisada en un período de cinco años, si es requerido por el concesionario de transporte.

Los gasoductos y sistemas de distribución transferidos en el marco de la privatización de Gas del Estado están sujetos a un régimen diferente bajo la Ley de Gas Natural.

- **Refinación**

Las actividades de refinación de petróleo crudo llevadas a cabo por productores de petróleo u otros están sujetas a la inscripción previa de las compañías petroleras en el registro que lleva la SE y al cumplimiento de disposiciones ambientales y sobre seguridad, como también a la legislación ambiental provincial e inspecciones municipales de seguridad e higiene. En enero de 2008, la Secretaría de Comercio Interior emitió la Resolución N° 14/2008, mediante la cual se ordenó a las compañías refinadoras a optimizar su producción con el objetivo de obtener los máximos volúmenes de acuerdo con su capacidad. Por medio del Decreto N° 2.014/2008 de fecha 25 de Julio de 2008 emitido por el Poder Ejecutivo Nacional, se creó el programa de Refinación Plus, destinado a fomentar la producción de combustibles y gasolina. La ex Secretaría de Energía por medio de la Resolución N° 1.312/2008 de fecha 1 de diciembre de 2008, aprobó la reglamentación del programa. De acuerdo a dicho programa, las empresas refinadoras que emprendan la construcción de una nueva refinería o la ampliación de la capacidad de refinación y/o conversión de una refinería existente, cuyos planes sean aprobados por la ex Secretaría de Energía, tendrán derecho a recibir créditos de derechos de exportación que se aplicarán a las exportaciones de los productos en el ámbito de aplicación de la Resolución N° 394/2007 y la Resolución N° 127/2008 (Anexo) expedidas por el entonces Ministerio de Economía y Producción.

- **Presentación de informes y certificaciones sobre reservas hidrocarburíferas probadas**

La SE dictó la Resolución N° 324/06 estableciendo que los titulares de permisos de exploración y concesiones de hidrocarburos debían presentar ante esa agencia detalles de sus reservas probadas existentes en cada una de sus áreas, cada año, con la certificación de un auditor externo de reservas. Los titulares de concesiones de hidrocarburos que exportaren hidrocarburos tienen la obligación de certificar sus reservas comprobadas de hidrocarburos.

La certificación antes mencionada sólo tiene el significado establecido por la Resolución SE. N° 324/2006, de acuerdo con la cual la certificación no deberá ser interpretada como una certificación de hidrocarburos bajo las normas de la SEC (*Securities and Exchange Commission*). El 7 de noviembre de 2016 la resolución N° 69/2016 del Ministerio de Energía y Minería, incluyó modificaciones técnicas a la Resolución N° 324/2006 mediante la modificación de algunos de sus anexos técnicos que regulan la reserva de información que debe proporcionarse. También estableció sanciones a los Productores de Hidrocarburos en caso de irregularidades en los informes de reservas presentadas, pudiendo ser: amonestación, suspensión o cancelación del Registro de Productores de Hidrocarburos, dependiendo de la magnitud de la irregularidad.

En marzo de 2007, la ex SE dictó la Resolución N° 407/2007 que aprobó nuevas normas sobre el Registro de Empresas Petroleras. El 10 de diciembre de 2019 se publicó en el Diario Oficial la Disposición SSHC N° 337/2019 y reemplaza la Resolución N° 407/07.



- **Marcos Regulatorios Provinciales Aplicables a la Emisora**

A consecuencia de la transferencia del dominio originario de los yacimientos y la consecuente facultad de otorgar permisos y concesiones sobre éstos y de controlar los permisos y concesiones en cuestión, algunas provincias han optado por emitir sus propios marcos regulatorios del sector hidrocarburífero, aplicables a las actividades de dicho sector que tienen lugar dentro de sus respectivas jurisdicciones, tal el caso de la exploración y explotación de yacimientos. Conforme algunos antecedentes jurisprudenciales de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, en la medida en que dichos marcos regulatorios se aparten de o contradigan a las normas federales sobre hidrocarburos, y no sean simples reglamentaciones locales tendientes a aplicar en el ámbito provincial las facultades transferidas por el Estado Nacional, aquellos deberían ser declarados inconstitucionales. Es posible que las autoridades de las provincias en las cuales la Emisora realiza actividades, pretendan aplicarle a ésta disposiciones locales reguladoras del mercado de los hidrocarburos, sobre temas ya regulados por normas federales o cuya regulación incumbe exclusivamente a las autoridades nacionales; en este caso, si dichas disposiciones locales fueran contrarias a las disposiciones federales, o efectivamente hayan regulado cuestiones reservadas exclusivamente a las autoridades nacionales, y su aplicación causara un perjuicio a la Emisora, ésta podría iniciar acciones a los efectos de obtener la inaplicabilidad de dichas normas locales y que se declare su inconstitucionalidad, debido a que el dominio provincial sobre los hidrocarburos no significa necesariamente jurisdicción sobre los mismos, es decir, facultad de reglamentar la industria.

Gas Natural – Transporte y Distribución

En junio de 1992, se sancionó la Ley de Gas Natural, en virtud de la cual se aprobó la privatización de Gas del Estado S.A. y se dividió el sistema de transporte de gas en dos sistemas troncales sobre una base geográfica, en lugar de cinco sistemas troncales como se organizaba anteriormente, los cuales son operados por dos compañías (Transportadora Gas del Norte S.A. y Transportadora de Gas del Sur S.A.). Esto fue diseñado para dar acceso a ambos sistemas, a las fuentes productoras de gas y a los principales centros de consumo, en Buenos Aires y sus alrededores. Adicionalmente, el sistema de distribución de gas se divide en nueve compañías regionales de distribución, incluyendo dos compañías de distribución para dar servicio al área del Gran Buenos Aires. La estructura regulatoria para la industria del gas natural crea un sistema de acceso abierto, bajo el cual los productores de gas, como la Emisora, así como cualquier otro cargador interesado, tienen acceso abierto a capacidad disponible futura en los sistemas de transporte y distribución sobre una base no discriminatoria.

Durante los últimos años las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas que restringieron las exportaciones de gas natural desde Argentina, incluyendo la emisión de una instrucción de suministro interno en virtud de la Disposición Nº 27/04 de la Subsecretaría de Combustibles y las Resoluciones Nº 265/04, 659/04 y 752/05 (las cuales requirieron que los exportadores suministren gas natural al mercado local argentino), instrucciones expresas de suspender las exportaciones, la suspensión del procesamiento de gas natural y la adopción de regulaciones a las exportaciones de gas natural impuestas a través de compañías transportadoras y/o comisiones de emergencia creados para tratar situaciones de crisis. Sin embargo, desde 2017 las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas destinadas a permitir a las empresas reanudar las exportaciones de gas natural. El 8 de enero de 2017, los derechos de exportación sobre las exportaciones de hidrocarburos establecidos por la Ley Nº 26.732 dejaron de ser aplicables y a partir de entonces, no hay derecho de exportación sobre las exportaciones de gas natural.

El 13 de enero de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nº 8/2017, a través de la cual se estableció un procedimiento especial para otorgar permisos de exportación de gas natural sujetos a compromisos de importación. Los permisos se prorrogarían por un período máximo de dos años y estarían sujetos a una posible terminación en caso de que el interés público lo haga conveniente para la oferta del mercado local de acuerdo con los criterios del gobierno.

El 27 de noviembre de 2017 se publicó el Decreto Nº 962/2017 que entre otros aspectos modifica el artículo 3 del Decreto reglamentario de la Ley de Gas Natural, estableciendo para las autorizaciones de exportación los siguientes



principios: 1) serán emitidas por el Ministerio de Energía y Minería ("ME&M") una vez evaluadas las solicitudes; 2) los acuerdos de exportación que impliquen la construcción de nuevas instalaciones y/o nuevas conexiones a los gasoductos, o el uso de cualquiera de los sistemas existentes, u otras alternativas de transporte, serán aprobados por el ME&M, previa intervención del ENARGAS; 3) las autorizaciones que emita el ME&M podrán prever la exportación de excedentes de gas a las cantidades establecidas en las mismas, siempre que estén sujetas a interrupción cuando existan problemas de abastecimiento interno. Cabe destacar que las modificaciones introducidas por el Decreto N° 962/2017 no modifican el régimen de permisos de exportación temporaria previsto en el Decreto N° 893/2016, el que establece que en los supuestos de exportaciones temporarias destinadas a asistencia en situaciones de emergencia y aquéllas que sean necesarias para posibilitar la utilización de la infraestructura de los países vecinos para facilitar el transporte del gas natural al mercado interno argentino permitiendo el aumento de la producción de origen local, la autorización de exportación será emitida por el Ministerio de Energía y Minería, una vez evaluadas las solicitudes de conformidad con la normativa vigente. Asimismo, se estableció que el ME&M podrá emitir las normas complementarias que resulten necesarias.

Las tarifas del transporte de gas se encuentran reguladas por la Ley de Gas Natural, la cual establece que las tarifas del transporte de gas naturales incluyen los costos del transporte del gas natural más un margen y deben cubrir los costos operativos que sean razonables, impuestos y depreciaciones más una tasa de retorno razonable. Las tarifas del transporte de gas (y sus ajustes) son determinadas por el ENARGAS.

En febrero de 2016, Transportadora Gas del Norte S.A. celebró un Acuerdo Transitorio con los entonces Ministerios de Hacienda, Finanzas y Energía y Minería de la Nación que fijó las pautas básicas para una adecuación transitoria de sus tarifas y de una futura Revisión Tarifaria Integral ("RTI"), sujeto a la celebración de un acuerdo de renegociación contractual integral.

En marzo de 2016, la administración de Mauricio Macri dictó la Resolución N° 31/2016, en virtud de la cual el ENARGAS fue instruido a (i) renegociar con los titulares de licencias de transporte y distribución de gas, las tarifas dentro del plazo de un año a contar desde el 1° de abril; y (ii) ajustar las tarifas de actualmente en vigencia basado en la situación económica y financiera de los titulares de licencias de transporte y a cuenta del resultado de la renegociación indicada en el punto (i). En este sentido, en abril de 2016, el ENARGAS aprobó un incremento sustancial de las tarifas de transporte y distribución de gas, que variaba entre un 200% y 289% de aumento en función de la región y categoría de consumidores.

Dichas medidas implicaron fuertes aumentos en las boletas de gas a pagar por los usuarios, lo cual derivó en diversos amparos realizados por usuarios y asociaciones de usuarios y consumidores. Los amparos fueron concentrados en una sola acción colectiva por la Sala II de la Cámara Federal de la Plata en la causa "Centro de Estudios para la promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo colectivo". Luego del fallo de Cámara que suspendió la vigencia de las resoluciones por haber sido dictadas sin audiencias públicas previas, por lo que el Gobierno Nacional apeló y la Corte Suprema de Justicia de la Nación falló el día 18 de agosto de 2016 por unanimidad (i) que para la fijación de tarifas de gas, la audiencia pública previa es de cumplimiento obligatorio, (ii) declarar la nulidad de las resoluciones cuestionadas para los usuarios residenciales, volviendo a los valores vigentes previos al aumento; y (ii) mantener la tarifa social creada en dichas resoluciones, en tanto y en cuanto ello resulte más beneficioso para los usuarios alcanzados por ellas.

Con respecto al régimen del gas, la Corte Suprema de Justicia de la Nación especificó que la audiencia pública siempre se debe hacer para el transporte y distribución del gas, por su naturaleza de servicio público y estar fijados monopólicamente de conformidad con la Ley de Gas Natural. Luego del mencionado fallo, el Estado Nacional, a través de ENARGAS, convocó a audiencias públicas mediante el dictado de la Resolución N° 3957/2016. A fin de cumplir con el fallo de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, se celebraron audiencias públicas entre el 16 y el 18 de septiembre de 2016. El 7 de octubre de 2016, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 212-E/2016 del entonces ME&M (actualmente, la SE) en virtud de la cual se aprobó un incremento en las tarifas del gas, denominados en dólares estadounidenses, aplicable a partir del 1° de octubre de 2016, ajustable semestralmente hasta alcanzar los precios de mercado en 2019 y, en el caso de Patagonia, Malargüe y la Puna, en 2022.



En este sentido, el ENARGAS, basándose en las tarifas de gas aprobadas por la Resolución N° 212-E/2016, dictó la Resolución N° I/4053, restableciendo a partir del 7 de octubre de 2016 el aumento transitorio de las tarifas de Transportadora Gas del Norte S.A. del 289%. Posteriormente, con fecha 30 de marzo de 2017, Transportadora Gas del Norte celebró con el entonces Ministerio de Hacienda y con el Ministerio de Energía un acuerdo de renegociación integral de su licencia, cuya vigencia se mantuvo supeditada al cumplimiento de varias condiciones suspensivas, entre ellas, la aprobación del Poder Ejecutivo Nacional, previa intervención de la Sindicatura General de la Nación y ambas Cámaras del Congreso Nacional, previo dictamen de una comisión bicameral. En la misma fecha, Transportadora Gas del Norte obtuvo un nuevo aumento transitorio promedio de tarifas del 49%, a cuenta del aumento mayor que aplicará como resultado de una revisión tarifaria integral llevada a cabo por el ENARGAS y contra la ejecución de inversiones obligatorias. El acuerdo contenía los términos y condiciones convenidos entre el Poder Ejecutivo Nacional y Transportadora Gas del Norte S.A. para adecuar la licencia de este último, estableció las pautas bajo las cuales el ENARGAS llevó a cabo la RTI para el período 2017-2022 y concluyó el proceso de renegociación. Sus previsiones, una vez puesto en vigencia dicho acuerdo a partir de su ratificación por el Poder Ejecutivo Nacional, abarcaron el período contractual comprendido entre el 6 de enero de 2002 y la fecha de finalización de la licencia.

A fines de 2020, el Poder Ejecutivo dictó el decreto 1020/20, por el cual se prorrogó la suspensión los efectos de la última Revisión Tarifaria Integral de 2017 (que rigió por cinco años, hasta el año 2022) quedando congeladas las tarifas de gas natural (cuyo aumento había sido impulsado por la administración anterior). Asimismo, mediante dicho decreto se dio comienzo al proceso de renegociación de las licencias de transporte y distribución de gas natural que había sido dispuesta por la Ley de Solidaridad. El Decreto 1020/20 dispone que el proceso de renegociación deberá ser completado en un plazo de dos años (que expiró en diciembre de 2022) y que, hasta tanto dicho proceso culmine, se acordarán cuadros tarifarios transitorios con las concesionarias de transporte y con las distribuidoras, facultando al ENARGAS a establecer esquemas transitorios de tarifas en caso de no poder arribarse a un acuerdo.

Asimismo, con fecha 19 de enero de 2021, a través de las Resoluciones N° 16/2021 y 17/2021, el ENRE dio formal inicio al procedimiento de adecuación transitoria de las tarifas de los servicios públicos de distribución y transporte de energía bajo jurisdicción federal, con el objetivo de establecer un régimen tarifario de transición, hasta tanto se arribe a un Acuerdo Definitivo Renegociación. A tal fin, convocó a las empresas EDENOR S.A., EDEDUR S.A., TRANSENER S.A., TRANSBA S.A., TRANSPA S.A., TRANSCO S.A., TRANSNEA S.A., TRANSNOA S.A., DISTROCUYO S.A., y al Ente Provincial de Energía del Neuquén (**EPEN**).

El Decreto PEN N° 815/22 del 6 de diciembre de 2022 prorrogó por un año los plazos para alcanzar los acuerdos correspondientes a las respectivas RTI de TGS. Mediante el Decreto PEN N° 91/22 y la Resolución ENARGAS N° 60/22 de febrero de 2022, se otorgó un incremento transitorio del 60% a partir de marzo de 2022, sujeto a ciertas condiciones. El 4 de enero de 2023 tuvo lugar la audiencia pública convocada por Resolución 523/2022, solicitando un incremento del 135% sobre los cuadros tarifarios de marzo de 2022 desde febrero de 2023, y a la fecha, se encuentra a la espera de una respuesta por parte del ENARGAS.

Regulaciones del Mercado Electrónico del Gas (“MEG”)

En febrero de 2004, el Decreto N° 180/04 (i) creó el MEG para las operaciones de venta spot diaria de gas natural y un mercado secundario de servicios de transporte y distribución; y (ii) estableció deberes de información para los compradores y vendedores de gas natural con relación a sus respectivas operaciones comerciales, requeridos como condición para inyectar y transportar cualquier volumen de gas natural a través del sistema de transporte (posteriormente regulado por la Resoluciones N° 1146/04 y N° 882/05 de la Secretaría de Energía). De acuerdo con el Decreto N° 180/04, todas las ventas spot diarias de gas natural deben ser negociadas dentro del ámbito del MEG.



La Emisora, además de productora, es comercializadora de gas y es agente del MEG, en virtud del otorgamiento de licencia como Agente Libre de fecha 28 de marzo de 2018.

Con fecha 4 de octubre de 2010 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 1410/2010 del ENARGAS mediante la cual se aprobó el “Procedimiento para Solicitudes, Confirmaciones y Control de Gas” que implementaba nuevas pautas a seguir para el despacho de gas natural aplicable a todos los sujetos de la industria del gas, imponiendo nuevas y más severas regulaciones 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 2007-2011;
- 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;
- 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; y
- en caso de que las confirmaciones del productor sean por un volumen menor al solicitado, las transportistas serán las encargadas de adecuar las confirmaciones redireccionando el gas hasta completar el volumen requerido por las distribuidoras para la demanda prioritaria. Este mayor volumen deberá ser detráido de las confirmaciones efectuadas por ese productor a otros clientes. Si el productor no hubiere confirmado gas a otros clientes desde la misma cuenca de origen, el faltante será solicitado al resto de los productores de gas.
- En junio de 2016, mediante el dictado de la Resolución MEyM N° 89/16 se definieron los criterios para asegurar el abastecimiento de la Demanda Prioritaria mediante el Comité de Emergencia, citado ante emergencias operativas que pudieran afectar el normal abastecimiento de la Demanda Prioritaria;
- Un año después, en junio de 2017 se emitió la Resolución. ENARGAS N° 4502/17, la cual aprobaba el procedimiento para la administración del despacho en el Comité de Emergencia. En caso de que no hubiera acuerdo, el ENARGAS definiría el abastecimiento considerando, para cada productor, las cantidades disponibles, habiendo descontado lo voluntariamente contratado con la Demanda Prioritaria, y asignando hasta alcanzar la proporcionalidad de cada productor y/o importador;
- Con fecha 18 de mayo de 2018, se emitió la Resolución ENARGAS N° 59/2018, con vigencia el invierno 2018, mediante la cual se instrumentan los pasos para la declaración del estado de Emergencia y los pasos a seguir con las decisiones tomadas por el Comité de Emergencia, aunque no establece un mecanismo concreto de redireccionamiento de volúmenes hacia la Demanda Prioritaria. Las Resoluciones 302/2018 y 215/2019 prorrogaron por 180 días, respectivamente, la vigencia de la Resolución ENARGAS N° 59/2018. Finalmente, con fecha 5 de octubre de 2020 se publicó la Resolución ENARGAS N° 305/2020, que dispuso la última prórroga de la Resolución 59/2018 hasta el 30 de septiembre de 2021 inclusive.

En virtud de la Resolución N° 226/2014, del 4 de abril de 2014, la entonces Secretaría de Energía estableció nuevos precios para los consumidores comerciales, residenciales y de GNC. Aquellos consumidores residenciales y comerciales que logran ciertos ahorros de consumo en comparación con el mismo período del año anterior serán: (i) excluidos; o (ii) sujeto a un incremento de los precios más bajos. Los usuarios industriales y centrales eléctricas están excluidos del incremento de precios. También se excluyen los consumidores atendidos por la distribuidora Camuzzi Gas del Sur S.A. o sus subdistribuidores.

Después de la revisión integral de la tarifa del gas, se celebraron los días 16, 17 y 18 de septiembre de 2016 las audiencias públicas. Como resultado, el 7 de octubre de 2016, el entonces Ministerio de Minería y Energía emitió la Resolución N° 212/2016, que establece los nuevos precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de



transporte (PIST) y los nuevos aranceles de tarifas de gas natural para los usuarios que compran gas a los distribuidores.

La Resolución N° 212/2016 encarga a la Secretaría de Hidrocarburos, hasta que los precios del gas PIST se establezcan mediante la libre interacción de oferta y demanda, presentar al Ministerio de Energía y Minería para su aprobación, una propuesta de precios de PIST de gas natural, cada uno a partir del 1 de abril y el 1 de octubre de cada año, con base en los valores contemplados en el esquema de reducción de subsidios, ajustando para cada semestre el precio objetivo, según las condiciones de mercado en el momento de elaboración de los precios propuestos. Dicha propuesta se presentará con 30 días de antelación al inicio de cada semestre y con un informe que contenga la base de los ajustes o modificaciones propuestas. Con fecha 17 de diciembre de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 1020/2020, en virtud del cual determinó el inicio de la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural que se encontrasen bajo jurisdicción federal, en el marco de lo establecido en el artículo 5 de la Ley de Solidaridad.

Por otro lado, la Resolución N° 212/2016 encarga a ENARGAS que prevea las medidas necesarias para que el monto final, incluyendo impuestos, de las facturas emitidas por los distribuidores de gas a través de redes en todo el país, que los usuarios estén obligados a pagar sobre la base de consumos posteriores a la vigencia de los precios de gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) establecidos en la presente resolución, no exceda de los montos máximos equivalentes a los porcentajes siguientes, considerados como porcentajes incrementales sobre la suma total, incluidos los impuestos, de la factura emitida al mismo usuario por el mismo período de facturación en el año anterior. Se establece además que los límites de aumento establecidos anteriormente sobre los montos facturados finales se aplicarán siempre que el importe total de la factura supere el monto de pesos doscientos cincuenta (\$250). En esa misma fecha, ENARGAS publicó las Resoluciones N° 4044/2016, 4045/2016, 4046/2016, 4047/2016, 4048/2016, 4049/2016, 4050/2016, 4051/2016, 4052/2016, 4053/2016 y 4054/2016, mediante las cuales aprobó las tablas tarifarias para los usuarios en diversas sociedades, entre ellas Transportadora de Gas del Norte S.A. y Transportadora De Gas del Sur S.A.

El 16 de febrero de 2017, el entonces Ministerio de Minería y Energía publicó la Resolución No. 29-E/2017, mediante la cual convocó una audiencia pública para considerar los nuevos precios del gas natural en PIST que se determinarían aplicar al semestre, comenzando en abril de 2017. La audiencia tuvo lugar y el informe final de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos fue entregado al Ministerio de Energía y Minería. El 27 de septiembre de 2018 ENARGAS aprobó a través de la Resolución N° RESFC-2018-266-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, los nuevos cuadros tarifarios. El aumento semestral autorizado es de 19.67%, sobre la base de la evolución registrada entre marzo y agosto de los Índices de Precios al Consumidor.

El 29 de marzo de 2019 se determinó un incremento del 26% en las tarifas aplicables al servicio de transporte de gas natural, a partir del 1 de abril de 2019.

La Ley de Solidaridad estableció un congelamiento del aumento tarifario por un plazo de 180 días, a partir de su entrada en vigencia.

El 29 de noviembre de 2017, los productores de gas natural por solicitud del entonces Ministerio de Energía y Minería, suscribieron los "Términos y Condiciones para la Provisión de Gas Natural a Distribuidores de Gas a través de Redes" (los "Términos y Condiciones"). Los Términos y Condiciones establecieron las políticas básicas para garantizar el suministro adecuado de gas natural a los Distribuidores y, en consecuencia, a los consumidores finales residenciales y comerciales, la continuidad de la reducción gradual y progresiva de los subsidios. Los Términos y Condiciones se firmaron en el marco del proceso de normalización del mercado del gas natural, que establecieron



que los Términos y Condiciones serán efectivos durante el "período de transición" a la normalización que actualmente se previó para el 31 de diciembre de 2019.

Entre otras disposiciones, los Términos y Condiciones reconocen el derecho de transferir el costo de adquirir gas a la tarifa pagada por los usuarios y consumidores y establecer el volumen que cada productor y cada cuenca deben poner a disposición diariamente a los distribuidores (quienes a su vez pueden expresar su falta de interés en recibir dichos montos antes de determinada fecha de cierre que será establecida en los Términos y Condiciones) durante cada mes. Además, los Términos y Condiciones: (i) establecen sanciones por el incumplimiento de cualquier parte de su obligación de tomar o entregar gas; (ii) establecer los precios máximos del gas en dólares estadounidenses para cada cuenca por el período de dos años a partir de la ejecución de los Términos y Condiciones, que fueron significativamente más altos que los vigentes hasta este acuerdo; (iii) incluyen pautas de pago para las compras realizadas por los distribuidores a los productores y (iv) incluyen pautas para la terminación anticipada en caso de ciertas infracciones por las partes. De conformidad con los Términos y Condiciones, durante el período de transición, ENARSA asumió la obligación de suministrar la demanda correspondiente a las áreas donde los subsidios al consumo de gas residencial, especificadas en el artículo 75 de la Ley N° 25.565 (que corresponde a las áreas de menor precio del gas residencial) son aplicables.

La brusca devaluación que sufrió el peso argentino en abril 2018 generó la imposibilidad del traslado a tarifas de dicho nuevo tipo de cambio a los precios establecidos en el marco de los Términos y Condiciones, resultandos impracticables los acuerdos surgidos entre productores y distribuidoras en el marco de los Términos y Condiciones.

El 15 de noviembre de 2018, se emitió el Decreto 1053/18 el cual, en su Artículo 7, menciona que el Estado Nacional asumió, con carácter excepcional, el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1º de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período.

Asimismo, facultó a ENARGAS para que determinará, conforme a lo previsto en el punto 9.4.2.5 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución de Gas, aprobadas por el Decreto N° 2255 del 2 de diciembre de 1992, para cada prestadora y considerando los proveedores adheridos a este régimen, el monto neto correspondiente a las diferencias diarias acumuladas referidas en el párrafo anterior, el que se transferirá a cada prestadora en treinta (30) cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1º de octubre de 2019. Para determinar esas cuotas, se utilizará la tasa de interés que el ENARGAS aplica conforme lo previsto en el punto 9.4.2.5 mencionado, de acuerdo a la tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a treinta (30) días de plazo, Una vez percibida cada cuota, las prestadoras deben realizar inmediatamente los pagos correspondientes a los proveedores de gas natural involucrados e informarlos y acreditarlos mensualmente ante el ENARGAS. Esta directiva resultará aplicable sólo para aquellas prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes y para aquellos proveedores de gas natural que se encuentran adheridos a este régimen, siempre que renuncien expresamente a toda acción o reclamo derivado de las diferencias diarias acumuladas.

Los Términos y Condiciones constituyen pautas para todas las partes en la negociación de sus respectivos acuerdos individuales; sin embargo, los términos y condiciones son pautas y no obligaciones de las partes. La introducción de los Términos y condiciones brindan la posibilidad de previsibilidad sobre la demanda, ya que el gas natural para consumidores residenciales ya no se suministra a través de redireccionamientos o prioridades de inyección, sino que sigue las proporciones y las cantidades máximas establecidas en los anexos de los Términos y Condiciones, obligando a las empresas de distribución a adquirir gas natural para la demanda máxima en el mercado.

Además, en diciembre de 2017, el entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación publicó la Resolución N° 508/2017 en la que se estableció el procedimiento para la compensación de los ingresos más bajos que las licencias del servicio de distribución de gas natural a través de las redes reciben de sus usuarios, como resultado de: (i) la aplicación de beneficios y / o descuentos a los usuarios como resultado de las regulaciones vigente en relación con



las tarifas aplicables al servicio de distribución de gas natural a través de redes; y (ii) los mayores costos del gas natural no contabilizado ("UNG") con respecto a los establecidos para su reconocimiento en las tarifas.

De acuerdo con el procedimiento de compensación, los licenciatarios de distribución deben informar al ENARGAS dentro de los términos establecidos en el mismo y sobre la base del consumo mensual analizado y, como declaración jurada, los montos requeridos para compensar las diferencias antes mencionadas. El mismo régimen de información fue adoptado por la UNG. Por lo tanto, para calcular las compensaciones por el monto que no reciben por los descuentos en la facturación, así como por las diferencias UNG, se establece una compensación que resulta de la diferencia entre el precio de compra al productor de gas natural y la venta a sus clientes.

Subastas para Clientes del Segmento Residencial

Con fecha 8 de febrero de 2019, la entonces Secretaría de Gobierno de Energía emitió la Resolución 32/2019, en la cual se instruyó realizar un mecanismo de concurso de precios en el Mercado Electrónico de Gas Sociedad Anónima ("MEGSA") para la provisión de gas natural en condición firme para el segmento residencial, por un plazo de 12 meses contado a partir del 1 de abril de 2019. Los volúmenes serán en invierno 2,5 veces los volúmenes de verano, los precios serán establecidos en dólares, pero serán convertidos a pesos de acuerdo al tipo de cambio vigente en los cuadros tarifarios de las distribuidoras. El plazo de pago será a los 65 días de finalizado el mes de entrega.

La Subasta fue realizada el día 14 de febrero de 2019, para las cuencas Neuquén y Austral, celebrándose contratos por 14,26 millones de metros cúbicos diarios, con precios entre 3,90 y US\$ 5,50/MMBTU. El precio promedio asignado fue de US\$ 4,62/MMBTU. IEASA asumió la obligación de suministrar las ofertas por la demanda correspondiente a las áreas donde los subsidios al consumo de gas residencial, especificadas en el artículo 75 de la Ley N° 25.565 (que corresponde a las áreas de menor precio del gas residencial) son aplicables.

Demanda Prioritaria y CEE

A través de la Resolución N° 599 del 2007, se homologó el acuerdo entre el Gobierno Nacional y los productores de gas natural, conocido como Acuerdo de Productores, cuyos objetivos principales fueron asegurar el abastecimiento de la demanda interna de gas y la recuperación paulatina de los precios en todos los segmentos del mercado. El último compromiso de abastecimiento residencial venció en diciembre 2011.

En octubre de 2010, a través de la Resolución I-1410 del ENARGAS, se establecieron modificaciones al mecanismo de despacho de gas natural, priorizando principalmente el abastecimiento de la Demanda Prioritaria, con volúmenes por encima de lo acordado en la Resolución (SE) N° 599/07. Asimismo, en diciembre de 2011, se extendió temporal y unilateralmente las bases del Acuerdo de Productores, y así permitió al ENARGAS continuar utilizando las participaciones de los productores de gas establecidas en el acuerdo precedente (Resolución (SE) N° 172/11).

En junio de 2016 se publicó en el BO la Resolución (ME&M) N° 89/16, la cual estableció los criterios para la normalización de la contratación de gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte (el "PIST") para el abastecimiento de la Demanda Prioritaria por parte de las prestadoras del servicio de distribución. Adicionalmente, se definieron criterios para asegurar el abastecimiento de la Demanda Prioritaria mediante el CEE, ante emergencias operativas que puedan afectar su operación normal.

Asimismo, en junio de 2017 se emitió la Resolución (ENARGAS) N° 4.502/17, aprobando el procedimiento para la administración del despacho en el CEE. En caso de que el CEE no llegue a un acuerdo, el ENARGAS define el abastecimiento requerido considerando las cantidades disponibles de cada productor, descontando lo previamente contratado para abastecer la Demanda Prioritaria, asignando progresivamente hasta igualar la proporcionalidad de cada productor/importador sobre la Demanda Prioritaria.



Sin embargo, con fecha 18 de mayo del 2018 el ENARGAS, mediante la Resolución N° 59/18 aprobó el Procedimiento Transitorio para la Administración del Despacho en el CEE de aplicación hasta la finalización del período regulatorio invernal, que abarcó desde el 1º de mayo al 30 de septiembre de 2018.

En esa oportunidad se consideró que no obstante la finalización de la vigencia de la Ley de Emergencia Pública y el retorno a la plena aplicación del marco normativo de la Ley N° 24.076 y a la libre contractualización de las partes, ello no obstaba la posibilidad de que ocurriera una emergencia concreta en el sistema gasífero por lo que resultaba conveniente instrumentar dicho Procedimiento con el fin de disponer de medidas no limitativas y de pautas a adoptar en situaciones de crisis de abastecimiento de la Demanda Prioritaria según los criterios de razonabilidad, transparencia, no discriminación y de confiabilidad del servicio público previstos en la normativa vigente. Asimismo, se determinó que el CEE actuaría solamente ante emergencias operativas declaradas que pudieran afectar al normal abastecimiento de dicha Demanda Prioritaria.

Luego, con fecha 12 de octubre de 2018 el ENARGAS, a través de la Resolución N° 302/2018 prorrogó la vigencia de la Resolución N°59/18 por 180 días corridos a contar desde el vencimiento del plazo en su artículo 1º, por considerar que aún se mantenían las razones que habían motivado su dictado.

En este sentido, la Resolución N°59/18 fue prorrogada en otras ocasiones mediante las Resoluciones ENARGAS N° 215/19 y 656/19, hasta el 30 de septiembre de 2020 inclusive.

Finalmente, con fecha 5 de octubre de 2020 se publicó la Resolución ENARGAS N° 305/2020, que prorrogó la Resolución 59/18 por última vez hasta el 30 de septiembre de 2021, en tanto aún subsistían las razones que dieron lugar a la implementación del “Procedimiento Transitorio para la Administración del Despacho en el Comité Ejecutivo de Emergencia”. Posteriormente, con fecha 28 de septiembre de 2021, por medio de la Resolución ENARGAS N° 354/2021, se implementó, con carácter permanente, el “Procedimiento Transitorio para la Administración del Despacho en el Comité Ejecutivo de Emergencia” que fuera establecido por la Resolución N° 59/2018, hasta tanto se apruebe y entre en vigencia la nueva Norma NAG 601 “Norma de Despacho de Gas Natural” o aquella que corresponda.

Precio del Gas Natural en el PIST

A principios de enero 2018 finalizó el período de prórroga fijado en la Ley N° 27.200 respecto a la emergencia pública iniciado en 2002, y se reactivó la Ley N° 24.076, la cual prevé que el precio de suministro de gas natural debe ser aquel que se determine por la libre interacción de la oferta y la demanda. Por lo tanto, las distribuidoras de gas natural firmaron un acuerdo con los principales productores de gas natural del país con vigencia por año desde el 1 de enero de 2018. Los precios se diferenciaban por cuenca de origen, categoría de usuario y tarifa plena o diferencial, con aumentos periódicos, y se encontraban en un rango de US\$ 1/MBTU a US\$ 6,5/MBTU.

Sin embargo, en virtud de la devaluación en gran magnitud que sufrió el peso y la imposibilidad de traspasar su impacto a los cuadros tarifarios de los usuarios finales, a principios de octubre de 2018 dicho acuerdo quedó sin efecto y la concertación de precios con las distribuidoras se rigió en el rango de precios reconocido por el ENARGAS en los cuadros tarifarios.

No obstante, en relación a la discrepancia por diferencia de cambio entre el precio de compra de gas por parte de las distribuidoras y el reconocido en las tarifas finales, el 15 de noviembre de 2018 se emitió el Decreto N° 1.053/18, en la cual se estableció de manera excepcional que el Estado Nacional asuma dicha diferencia para el período abril de 2018 – marzo de 2019, pagadero en 30 cuotas mensuales y consecutivas a partir de octubre de 2019.

A mediados de febrero de 2019, se subastó la provisión de gas natural para distribuidoras de gas en condición firme de ToP y DoP por hasta el 70% del volumen máximo diario, para el plazo de 12 meses con estacionalidad, con vigencia a partir de abril de 2019. Para la Cuenca Noroeste, se asignaron 9,4 y 3,8 millones de m³ por día para el invierno (abril – septiembre de 2019) y verano (octubre de 2019 – abril de 2020), respectivamente, a un precio promedio de



ofertas de US\$4,35/MBTU. Para el resto de las cuencas, se asignaron 36,1 y 14,4 millones de m3 por día para el invierno y verano, respectivamente, a un precio promedio de ofertas de US\$ 4,62/MBTU. La facturación de productores a distribuidoras sería en pesos, de acuerdo a la Res. ENARGAS N° 72/19, considerando el tipo de cambio promedio divisas del Banco Nación entre el día 1 y 15 del mes inmediato anterior al inicio de cada período estacional o los tipos de cambio contenidos en los contratos si fueran más bajas. Sin embargo, la actualización al tipo de cambio que debió realizarse el 1 de octubre de 2019 aplicable para el período estacional de verano octubre 2019 a abril 2020, fue diferido en sucesivas ocasiones. Con la entrada en vigencia de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, el congelamiento del tipo de cambio quedó sujeto a un plazo máximo de hasta 180 días.

Mediante las Resolución (ENARGAS) N° 193-199, 201-202 y 205-207 /19, se establecieron los cuadros tarifarios de gas vigentes desde abril de 2019, considerando un precio del gas en el PIST como materia prima para los siguientes 6 meses entre US\$2,14/MBTU y US\$ 4,69/MBTU, incluyendo la tarifa diferencial. Posteriormente, se establecieron bonificaciones del 27% y 12% en el precio del gas en el PIST para abril y mayo de 2019, respectivamente, por medio de subsidios, y con el objetivo de suavizar la erogación monetaria por el consumo estacional, se aprobó el diferimiento del 22% en las facturas emitidas entre julio y octubre de 2019, a recuperarse en cinco cuotas a partir de diciembre de 2019.

La actualización de los cuadros tarifarios correspondientes a octubre de 2019 fue diferida hasta el 1 de febrero de 2020 mediante diferentes resoluciones, y con la entrada en vigencia de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, desde el 23 de diciembre de 2019 se estableció que las tarifas bajo jurisdicción federal se mantendrían sin cambios e iniciarían un proceso de revisión extraordinaria de la revisión tarifaria integral (“RTI”) por hasta 180 días. Finalmente, el 4 de enero de 2023 tuvo lugar la audiencia pública, solicitando un incremento del 135% sobre los cuadros tarifarios de marzo de 2022 desde febrero de 2023, y a la fecha, se encuentra a la espera de una respuesta por parte del ENARGAS.

Gas Natural para la Generación Eléctrica y para la Producción de Gas

En noviembre de 2018 se facultó a las centrales térmicas a adquirir su propio combustible. En enero de 2019 se continuaron utilizando como referencia los precios máximos del gas en el PIST establecidos en la Nota SGE N° 66680075/18: para el período junio – agosto de 2019 se fijó en US\$ 4,95/MBTU para la Cuenca Neuquina, US\$ 5,15/MBTU Cuenca Noroeste, US\$5,10/MBTU Cuenca Golfo San Jorge, US\$ 4,90/MBTU Cuenca Santa Cruz Sur y US\$ 4,85/MBTU Cuenca Tierra del Fuego; mientras que para el resto del año se fijaron en US\$ 3,70/MBTU Cuenca Neuquina, US\$3,60/MBTU Cuenca Noroeste, US\$3,55/MBTU Cuenca Golfo San Jorge, US\$ 3,35/MBTU Cuenca Santa Cruz Sur y US\$ 3,30/MBTU Cuenca Tierra del Fuego.

Por otro lado, con el objetivo que el MEM asuma los costos del gas importado y, en consecuencia, reflejarlo en los costos variables por los que se basa el despacho eléctrico, con fecha 4 de octubre de 2018 se emitió la Res. SGE N° 25/18, estableciendo que en el caso de que el proveedor sea IEASA, CAMMESA debe adoptar el costo de adquisición y comercialización, con vigencia a partir del 1 de octubre de 2018.

El 27 de diciembre de 2018 se licitó el gas para usinas, efectivo para el año 2019. La subasta de CAMMESA recibió indicaciones de precio por un total de 222 millones de m3 de gas por día en condición interrumpible, a precios en el PIST estacional con máximo de US\$ 5,2/MBTU y mínimo de US\$ 3,2/MBTU para el período junio – agosto de 2019, y con máximo de US\$3,7/MBTU y mínimo de US\$2,2/MBTU para el resto del año. Dicha subasta consideró los precios máximos estacionales PIST de referencia estipulados en la Nota SGE N° 66680075/18 descriptos en el párrafo precedente.

Sin embargo, mediante la Nota SGE N° 07973690/19 se instruyó a CAMMESA a reconocer en los costos variables de producción (“CVP”) declarados a partir del 18 de febrero de 2019 el precio máximo de gas equivalente al promedio ponderado por cuenca que hubiera resultado en caso de que la totalidad del combustible se hubiera adquirido por los contratos surgidos en la subasta de CAMMESA para el año 2019. Por ende, los precios de referencia del gas en el



PIST disminuyeron significativamente, fijado para la Cuenca Neuquina en rangos cercanos a US\$ 3,70/MBTU durante los meses de junio a agosto de 2019, y de US\$ 2,70/MBTU para el resto del año.

El 27 de diciembre de 2019 hubo otra subasta de CAMMESA, en condición interrumpible, sólo válida para enero de 2020. Se recibieron ofertas por un total de 260 millones de m³ de gas por día a un precio promedio en el PIST de US\$ 1,73/MBTU en Cuenca Neuquina. No obstante, el 29 de enero de 2020 se licitó el gas para el mes de febrero de 2020, pero en condición parcialmente firme, donde el productor se obliga a entregar un volumen mínimo igual al 30% (DoP). Se recibieron ofertas por un total de 84 millones de m³ de gas por día a un precio promedio en el PIST de US\$ 2,59/MBTU para la Cuenca Neuquina.

Finalmente, desde el 30 de diciembre de 2019 la provisión de combustible para usinas quedó nuevamente centralizada en CAMMESA (excepto generadores con Energía Plus).

Nota Secretaría de Energía NO-2020-05333189-APN-SE#MDP- Mecanismos para la provisión de Gas Natural para su utilización en el Mercado Eléctrico Mayorista en las subastas

El 24 de enero de 2020 la Secretaría de Energía emitió la nota NO-2020-05333189-APN-SE#MDP, la cual instruye a CAMMESA a incluir en las Condiciones Generales y Particulares de los Concursos, cláusulas que impliquen la obligación de entrega de los volúmenes adjudicados y nominados por CAMMESA.

A su vez, establece nuevos precios de referencia máximos para las operaciones de adquisición de gas natural que realice CAMMESA a partir del 1 de febrero de 2020. Para la cuenca neuquina el precio máximo establecido es 4,02 US\$/MBTU para los meses de junio, julio y agosto y de 2,67 US\$/MBTU para los restantes meses del año.

Nota Secretaría de Energía NO-2020-33627304-APN-SE#MDP – Precios Máximos de Referencia del Gas

El 21 de mayo de 2020 la Secretaría de Energía emitió la nota NO-2020-33627304-APN-SE#MDP, la cual establece nuevos precios de referencia máximos para las operaciones de adquisición de gas natural que realice CAMMESA a partir del 1 de junio de 2020. Para la cuenca neuquina el precio máximo establecido es de 2,67 US\$/MBTU para todos los meses del año.

Resolución N° 1/2013 - “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural”

En febrero de 2013 se publicó la Resolución N° 1/13 en la cual se estableció el Plan Gas por una vigencia de cinco años, con el objetivo de compensar proyectos que contribuyan al abastecimiento nacional de gas. Dicha resolución creó el “Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” (el “Plan Gas I”). Bajo esta regulación, las empresas productoras de gas estaban invitadas a presentar proyectos para incrementar la inyección total de gas natural ante la Comisión (disuelta por el Decreto N° 272/2015 y sus facultades transferidas al entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación –actualmente, la Secretaría de Energía-) antes del 30 de junio 2013, a fin de recibir una compensación de hasta US\$7,5/MMBTU correspondiente a la inyección excedente. Los proyectos debían cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución N° 1/2013, y estaban sujeto a la aprobación por parte de la Comisión. Los proyectos tienen un plazo máximo de cinco (5) años, prorrogables a petición del beneficiario, por decisión de la Comisión. Si la empresa beneficiaria, para determinado mes, no llega al aumento de la producción comprometida de su proyecto y que fuera aprobado por la Comisión, tendrán que compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos de Inyección Total comprometidos en su Proyecto. Adicionalmente, la Comisión podrá dejar sin efecto un proyecto de aumento de la inyección total de gas natural previamente aprobado, en la medida que se verifiquen algunos de los siguientes supuestos: (i) la omisión, inexactitud o falseamiento de la información provista por la empresa en el proyecto o durante su ejecución; (ii) el incumplimiento de las obligaciones establecidas en el Decreto N° 1.277/2012, y de sus normas o actos complementarias; (iii) el incumplimiento por parte de la empresa de las obligaciones contraídas en el marco del programa, previa intimación por un plazo no inferior a 15 días hábiles; (iv) en caso de que el precio de importación fuere igual o inferior al precio de la inyección excedente, y siempre que dicha situación se extendiere por un plazo de al menos 180 días corridos;



o (v) en caso que los valores de los contratos de suministro o facturas de la empresa, utilizados para el cálculo mensual del promedio ponderado correspondiente a cada mes de vigencia del programa tuvieran una disminución de precios y/o cantidades injustificada. En 2013 la Comisión a través de la Resolución N° 3/2013 aprobó el “Reglamento General del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural” que establece los lineamientos y procedimientos para la ejecución del Plan Gas I y su operatoria y la de los proyectos aprobados bajo dicho régimen. Este reglamento establece, entre otras cuestiones, la forma de determinar la penalidad por incumplimiento de los valores mínimos de inyección total comprometidos.

Resolución N° 60/2013 - “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida”

En noviembre de 2013, la Comisión (a la fecha de este Prospecto, disuelta en virtud del Decreto N° 272/2015 y cuyas facultades fueron transferidas al entonces Ministerio de Energía de la Nación) mediante el dictado de la Resolución N° 60/2013 creó el “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida” (el “Plan Gas II”). El objetivo principal del Plan Gas II fue aumentar la inyección de gas natural por parte de las empresas productoras que por sus escalas productivas y/o las características geológicas de los yacimientos sobre los que operan, presenten una inyección reducida de gas natural a fin de incentivar la inversión en exploración y explotación para contar con nuevos yacimientos que permitan recuperar el horizonte de reservas y lograr el autoabastecimiento energético en el mediano y largo plazo. La inscripción en el Plan Gas II presentada por la Emisora y UENE, como grupo económico, fue aprobada por la Comisión mediante la Resolución N° 134 de fecha 14 de julio de 2014.

El Plan Gas II estableció que el Estado Nacional –con fondos del Tesoro Nacional– debía pagar al productor beneficiario la diferencia entre (i) el precio promedio efectivamente percibido por el productor por los volúmenes inyectados y (ii) el precio promedio resultante de considerar el nivel de la inyección base (ajustado por una tasa anual de declive del 15%) a un precio fijo preestablecido, y la inyección excedente (por ejemplo, volúmenes inyectados por encima de la inyección base ajustada) al precio marginal. El precio marginal que se aplicó para cada mes presentó una variación según el nivel de inyección alcanzado en cada mes: US\$7,5/MMBTU (cuando la inyección efectiva supere la inyección base no ajustada por declive) y entre US\$4 y 6/MMBTU (cuando la inyección efectiva sea inferior a la inyección base no ajustada pero superior a la inyección base ajustada). El monto de esta compensación se determinó en forma mensual en dólares y se abonó trimestralmente en pesos al tipo de cambio referencia publicado por el Banco Central, de conformidad con lo previsto por la Comunicación “A” 3500, correspondiente al último día hábil del período mensual en que se efectuó la inyección excedente de gas natural. Por el contrario, cuando la inyección efectiva estuvo por debajo de la inyección base ajustada, el productor debió abonar al Estado Nacional por los volúmenes en defecto el promedio ponderado del precio de importación a la República Argentina del gas natural durante los 6 meses inmediatos anteriores.

El 5 de diciembre de 2015, la Comisión a través de la Resolución N° 83/2013 aprobó el “Reglamento General del Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida” que establece: (i) la vigencia del Plan Gas II hasta el 31 de diciembre de 2017, y (ii) los lineamientos y procedimientos para la ejecución del Plan Gas II y su operatoria y la de los proyectos aprobados bajo dicho régimen. El 13 de julio de 2015, la Comisión a través de la Resolución N° 123/2015 aprobó el “Reglamento de Adquisiciones, Ventas y Cesiones de Áreas, Derechos y Participación en el marco del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural y del Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida” (el “Reglamento de Adquisiciones y Ventas”) que regula los efectos de las adquisiciones, ventas y cesiones de áreas, derechos y participación de áreas sobre parámetros de inyección correspondientes a los proyectos inscriptos en el Plan Gas I y en el Plan Gas II, oportunamente presentados por las empresas beneficiarias involucradas en esas operaciones de adquisición, venta o cesión.

De acuerdo a lo previsto por el Decreto N° 704/2016, publicado en el Boletín Oficial el 23 de mayo de 2016, los subsidios devengados bajo el Plan Gas II, hasta diciembre de 2015 serían abonados a los beneficiarios en especie, mediante la entrega de bonos del Estado Nacional en dólares estadounidenses (Bonos de la Nación Argentina en Dólares



Estadounidenses 8%, 2020, Bonar 2020 US\$). A la fecha del presente Prospecto, ya se ha abonado el monto total de los subsidios devengados bajo el Plan Gas II.

Resolución N° 46-E/2017 - "Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural no Convencional"

El 6 de marzo de 2017, se publicó la Resolución N° 46-E/2017 del entonces Ministerio de Energía y Minería, la cual crea el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios no Convencionales, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2021 y por medio del cual se busca incentivar las inversiones para la producción de gas natural obtenido por métodos no convencionales en la Cuenca Neuquina. Para ingresar al programa se debía presentar un plan de inversiones (que, de no ser cumplido, causaría la pérdida de los beneficios bajo el programa), y éste debía alcanzar a las concesiones ubicadas en la Cuenca Neuquina que producen gas natural no convencional. El programa consistió en el pago de una compensación que se determinó mensualmente multiplicando el volumen de gas comercializado proveniente de las concesiones incluidas por la diferencia entre el precio mínimo y el precio efectivo del mismo (el promedio facturado por cada empresa en el mercado interno). El precio mínimo es de US\$7,50/MMBTU para el año 2018, disminuyendo luego US\$0,50/MMBTU por año hasta llegar a US\$6,00/MMBTU para el año 2021.

Las empresas pudieron cobrar compensaciones bajo este programa desde el mes posterior a la solicitud de inclusión en el mismo o el mes de enero de 2018, el que fuera posterior, y hasta diciembre del año 2021, ambos inclusive. Las compensaciones determinadas según lo indicado precedentemente fueron pagaderas en un 88% a las empresas que adhieran al programa y en el 12% restante a la provincia correspondiente a cada concesión incluida en este programa. Las compensaciones fueron determinadas en dólares, pero se abonaron en pesos al tipo de cambio vendedor del Banco Nación del último día hábil del mes al que corresponda la producción incluida sujeta a compensación. En noviembre de 2017, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 447-E/2017 del entonces Ministerio de Energía y Minería, mediante la cual los beneficios de este programa se extendieron a la Cuenca Austral.

Los proyectos piloto podían obtener el precio mínimo para la totalidad de su producción no convencional, siempre y cuando tengan una producción media anual igual o superior a 500.000 m³ por día durante 12 meses antes del 31 de diciembre de 2019. Para proyectos en desarrollo, sólo se beneficia la cantidad incremental sobre la producción inicial definida. El precio de referencia para calcular el incentivo era el promedio ponderado del mercado argentino, informado por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos (la "SRH") del ME&M. Asimismo, era condición para el mantenimiento en el programa el cumplimiento del plan de inversiones informado a la autoridad provincial, de lo contrario debían devolver los montos recibidos, ajustados por tasa de interés del Banco Nación.

Adicionalmente, el 20 de enero de 2018 se emitió la Resolución (ME&M) N° 12/18, por medio del cual se efectuaron las modificaciones pertinentes al Plan Gas No Convencional a los efectos de hacer aplicables los incentivos allí previstos a las concesiones adyacentes que sean operadas de manera unificada y cumplan con las demás condiciones.

Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020 (el "Decreto 892/2020") -I "Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024"

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

El Decreto 892/2020 declara de interés público e impone como objetivo prioritario de la República Argentina la promoción de la producción del gas natural argentino. A dichos fines establece como objetivos de dicho plan en su artículo 2°, entre otros, viabilizar inversiones en producción de gas natural con el objetivo de satisfacer las



necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus propios yacimientos, sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional, y generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos. A su vez, se establece que el Estado Nacional podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST, a efectos de administrar el impacto del costo del gas natural a ser trasladado a los usuarios y las usuarias, de conformidad con el Punto 9.4.2. de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes (conf. artículo 5° del Decreto N°2.255/92).

Conforme lo establece el Decreto 892/2020, su reglamentación estará a cargo de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía, en particular lo referido al abastecimiento de volúmenes, plazos y precios máximos de referencia de gas natural en el PIST, aplicable a los contratos o acuerdos de abastecimiento que entre oferentes y demandantes se celebren bajo el Plan Gas IV en el marco de un proceso competitivo. Asimismo, se establece que ENARGAS deberá dictar todos los actos administrativos que fueren necesarios a efectos de cumplir con lo establecido en el presente decreto, organismo que a su vez junto con IEASA y CAMMESA, deberá prestar toda la asistencia técnica que fuere requerida por la referida Secretaría para la implementación del plan.

El Decreto 892/2020 detalla los lineamientos a de la reglamentación a cargo de la Secretaría de Energía, que, entre otros, incluye: (i) un volumen base total de 70.000.000 m³ por día para los 365 días de cada año calendario de duración del esquema, modificable por la Secretaría de Energía; (ii) una duración inicial de 4 años, que podrá ser ampliada por la Secretaría de Energía, pudiendo contemplarse un plazo mayor para proyectos costa afuera, de hasta 8 años en total; (iii) la posibilidad de ofrecer a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme estacional por hasta un volumen total de 11.000.000 m³ por día, a ser comprometidos exclusivamente durante el período no invernal; (iv) el deber de la Secretaría de Energía de diseñar un mecanismo de subasta, licitación y/o procedimiento similar para la negociación de los contratos particulares resultantes del esquema; y (v) se deberá garantizar un mecanismo que permita agregar las necesidades de gas natural de la demanda prioritaria y de usinas eléctricas, y de las exportaciones en período no invernal.

De conformidad con lo dispuesto por el Decreto 892/2020, el 18 de febrero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 117/2021 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó a una audiencia pública, celebrada el 15 de marzo de 2021, a los efectos de considerar la porción del precio del gas natural en el PIST que el Estado nacional tomará a su cargo, a título de subsidio, en el marco del Plan Gas IV.

El 22 de febrero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 129/2021, mediante la cual se lanzó la segunda convocatoria para la adjudicación de volúmenes de gas natural correspondientes a las Cuencas Neuquina y Austral, por los meses de mayo a septiembre de los años 2021 a 2024, inclusive, adicionales a los adjudicados mediante la Resolución N° 391/2020 del mismo organismo. La referida segunda convocatoria se realizó debido a que, según el texto de la Resolución N° 129/2021, los volúmenes ofertados por las empresas productoras en la primera convocatoria dispuesta por la Resolución N° 317/2020 resultaron insuficientes para cubrir las proyecciones de consumo interno para los períodos invernales de los años 2021, 2022, 2023 y 2024. Por Resolución N° 169/21 de la Secretaría de Energía se adjudicaron los volúmenes y precios de gas natural adicionales a los ya adjudicados por Resolución SE N° 391/20, correspondientes a las Cuencas Neuquina y Austral, para cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024.

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

En dicho sentido, el Banco Central dictó la Comunicación "A" 7168, estableciendo que a partir del 16 de noviembre de 2020, las compañías que ingresen y liquiden fondos a través del MLC que tengan como destino la financiación de



proyectos enmarcados en el Plan Gas IV podrán acceder al MLC para cursar pagos al exterior a no residentes en concepto de: (i) utilidades y dividendos, (ii) endeudamientos financieros externos, y (iii) repatriación de inversiones directas.

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

Posteriormente, se dictó la Comunicación "A" 7272, con respecto a las utilidades generadas en proyectos enmarcados en el "PLAN GAS".

i) Las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el "Plan Gas IV" establecido en el artículo 2º del Decreto N° 892/20.

ii) El acceso al mercado de cambios se produce no antes de los 2 (dos) años corridos contados desde la fecha de la liquidación en el mercado de cambios del aporte que permite el encuadre en el presente punto.

iii) El cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.

Los casos que no encuadren en lo expuesto precedentemente requerirán la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios.

Precios del gas natural para el mercado regulado (consumidores residenciales y comerciales)

El 1º de abril de 2016, el entonces Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 28/2016, en virtud de la cual se aumentaron sustancialmente los precios del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) para usuarios residenciales y comerciales. Los usuarios residenciales y comerciales que alcanzaran un ahorro del 15% del consumo en comparación con el mismo período del año anterior estarían sujetos a tasas inferiores de aumento. La resolución preveía también una tarifa social para ciertos consumidores residenciales de bajos ingresos. En ese caso, el 100% del consumo de gas natural de estos usuarios sería bonificado. En junio de 2016, la Resolución N° 99/2016 limitó los aumentos de precios para pequeños usuarios y fijó un tope del 400% o 500% (según el tipo de consumidor) de las tarifas vigentes al 31 de marzo de 2016 para esos usuarios (previo al aumento de precios de abril de 2016). Sin embargo, en julio de 2016 dichas medidas fueron declaradas nulas por la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata, decisión que fue confirmada por la Corte Suprema de Justicia de la Nación, en agosto de 2016, argumentando que debió haberse convocado a audiencias públicas para decidir el aumento de las tarifas. A fin de cumplir con el fallo de la Corte Suprema de Justicia de la Nación, se celebraron audiencias públicas entre el 16 y el 18 de septiembre de 2016. El 7 de octubre de 2016, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 212-E/2016 del entonces Ministerio de Energía y Minería en virtud de la cual se aprobó un incremento en las tarifas del gas, denominados en dólares estadounidenses, aplicable a partir del 1º de octubre de 2016, ajustable semestralmente hasta alcanzar los precios de mercado en 2019 y, en el caso de Patagonia, Malargüe y la Puna, en 2022. Las principales disposiciones de la Resolución N° 212-E/2016 del entonces Ministerio de Energía y Minería son las siguientes: (i) se fijó el nuevo cuadro tarifario del gas en el mercado regulado (en el punto de ingreso al sistema de transporte) para usuarios residenciales y comerciales, aplicable para el período comprendido entre el 1º de octubre de 2016 y hasta el 31 de marzo de 2017; manteniéndose vigentes las tarifas al 31 de marzo de 2016 para el período comprendido entre el 1º de abril de 2016 y el 30 de septiembre de 2016; (ii) se establecieron toques entre el 300% y 500% a los incrementos de las tarifas para aquellas facturas emitidas por las distribuidoras a los usuarios residenciales o comerciales que superen la suma de \$250. Dichos toques se fijaron en función de los importes facturados durante el mismo período del año anterior; (iii) se estableció una bonificación del 30% sobre la tarifa para los usuarios residenciales y comerciales que alcancen un ahorro del 15% del consumo en comparación con el mismo período del año anterior; (iv) se estableció una tarifa social para ciertos consumidores residenciales de bajos ingresos. En ese caso, el 100% del consumo de gas natural de estos usuarios será bonificado; (v) se estableció un sendero de precios de normalización del precio de gas en boca



de pozo para el mercado regulado para el gas producido. Los precios de gas en boca de pozo se fijaron en dólares y fueron trasladados a tarifas que pagaron los usuarios de las distribuidoras en pesos de acuerdo al tipo de cambio vigente al momento del aumento. Para la Patagonia, Malargüe y la Puna, el sendero de precios va desde US\$1,29/MMBtu a partir del 1º de octubre de 2016 hasta alcanzar el objetivo de US\$6,72/MMBtu el 1º de octubre de 2022; y (vi) se instruyó a la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos para que, hasta tanto los precios de gas en el mercado regulado sean determinados por la libre interacción de la oferta y la demanda, a elaborar semestralmente y elevar al entonces Ministerio de Energía y Minería para su aprobación, la propuesta de precio de gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) correspondiente a cada semestre comprendido entre el 1º de abril y el 1º de octubre del año respectivo, sobre la base del sendero de precios y de reducción gradual de los subsidios previsto en los considerados de la Resolución Nº 212-E/2016 del entonces Ministerio de Energía y Minería.

El 7 de octubre de 2016, se publicó la normativa del ENARGAS correspondiente al traslado de precios de gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) a las tarifas de los usuarios residenciales y comerciales de las distribuidoras de gas por el período comprendido entre el 1º de octubre de 2016 y el 31 de marzo de 2017. Con fecha 31 de marzo de 2017, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución Nº 74 E/2017 del entonces Ministerio de Energía y Minería, en virtud de la cual se estableció el cuadro tarifario del gas natural en el punto de ingreso al sistema transporte para el período comprendido entre el 1º de abril de 2017 y el 30 de septiembre de 2017. En la Provincia de Santa Cruz, las tarifas de gas al 1º de abril de 2017, se incrementaron a un promedio del 233%, con incrementos que varían del 80% hasta el 560%, respecto de las tarifas vigentes para el período comprendido entre el 1º de octubre de 2016 y el 31 de marzo de 2017.

Con posterioridad a la emisión de la Resolución Nº 74 E-/2017, el ENARGAS emitió la normativa correspondiente a las tarifas de los usuarios residenciales y comerciales de las distribuidoras de gas a partir del 1º de abril de 2017. En diciembre 2017, el Ministerio de Energía y Minería emite la Resolución Nº 474-E-2017, que establecía los nuevos precios PIST a partir de diciembre 2017. Con fecha 28 de marzo de 2018, el ENARGAS emite los distintos cuadros tarifarios vigentes a partir del 1 de abril de 2018. Con fecha 11 de febrero de 2019, el ENARGAS emitió la Resolución Nº 72/2019, por la cual se aprueba la Metodología de traslado a tarifas del precio de gas y procedimiento general para el cálculo de las diferencias diarias acumuladas. La misma establece, entre otros, que para trasladar a pesos los dólares negociados entre distribuidoras y productores, se utilizará la cotización promedio del Banco de la Nación Argentina durante los primeros 15 días del mes inmediato anterior al inicio de cada período estacional.

Con fecha 29 de marzo de 2019, se emite la Resolución Nº 148/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía (actualmente, la Secretaría de Energía), en la cual se instruye al ENARGAS a que, al emitir los distintos cuadros tarifarios a partir del 1 de abril de 2019, se establezca un descuento especial del 27% y 12% en el precio PIST para los meses de abril y mayo 2019 respectivamente, asumiendo el Estado con carácter excepcional el pago de dichas diferencias al proveedor de gas natural.

Con fecha 29 de marzo de 2019 el ENARGAS emite los distintos cuadros tarifarios aplicables a partir del 1 de abril de 2019, teniendo en cuenta lo instruido en la Resolución Nº 148/2019. Mediante Resolución Nº 27/2020 de fecha 23 de abril de 2020, el ENARGAS derogó la actualización prevista en la Resolución Nº 72/2019.

GLP

La Ley Nº 26.020, publicada en el Boletín Oficial el 8 de abril de 2005, establece el marco regulatorio para la industria y comercialización de GLP, regula las actividades de producción, envasado, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de GLP en Argentina y declara esas actividades como de interés público. Entre otras cosas, la ley: (i) crea el Registro de Envases de GLP obligando a los fraccionadores de GLP a registrar los envases de su propiedad; (ii) protege las marcas comerciales de los fraccionadores de GLP; (iii) crea un sistema de precios de referencia, en virtud del cual la Secretaría de Energía publicará periódicamente precios de referencia para el GLP vendido en envases de 45 kilogramos o menos; (iv) otorga libre acceso a las instalaciones de almacenamiento de GLP; y (v) crea un fondo fiduciario para atender el consumo residencial de GLP envasado para usuarios de bajos recursos y para la expansión de redes de gas a zonas no cubiertas por redes de gas natural. Estará integrado por los siguientes recursos:



a) la totalidad de los recursos provenientes del régimen de sanciones establecido en la Ley de GLP, b) los fondos que por ley de presupuesto se asignen; c) los fondos que se obtengan en el marco de programas especiales de créditos que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales y d) los aportes específicos que la autoridad de aplicación convenga con los operadores de la actividad.

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

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

El 19 de septiembre de 2008 la Secretaría de Energía y los productores de GLP firmaron el “Acuerdo Complementario”. Este acuerdo aplica sólo al GLP vendido a fraccionadores que declaren su intención de envasar dicho GLP en garrafas de 10, 12 y 15 kg. El Acuerdo Complementario requiere a los productores de GLP que provean a los fraccionadores el volumen prescrito de GLP y que acepten el precio por tonelada establecido en el acuerdo. El Acuerdo Complementario se prorrogó en los años siguientes hasta 2015, con ciertas modificaciones en las cantidades y precios que se proporcionarán cada año. El 1° de abril de 2016, el entonces Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 28/2016 en virtud de la cual los precios del propano no diluido para usuarios residenciales fueron sustancialmente incrementados. Los usuarios residenciales y comerciales que alcanzaron un ahorro del 15% del consumo en comparación con el mismo período del año anterior estuvieron sujetos a tasas inferiores de aumento.

Este nuevo programa para el suministro de GLP embotellado ha sido modificado por diferentes resoluciones sucesivas que modificaron los precios de referencia y la metodología para actualizaciones futuras de precios de referencia, entre otros cambios (entre ellas, las Resoluciones N° 56-E/2017 y N° 75/2017 del Secretario de Hidrocarburos y la Resolución N° 287-E/2017 del Ministerio de Energía y Minería –actualmente, la Secretaría de Energía-).

Plan Hogar y Acuerdo Propano para Redes

Actualmente está en vigencia el programa de abastecimiento de butano para garrafas a precio subsidiado, creado por el Decreto N° 470/15 y englobado bajo el Plan Hogar (Resolución (SRH) N° 56/17 y modificatorias), estableciendo la provisión de un cupo definido de GLP por parte de los productores a empresas fraccionadoras, bajo un precio máximo de referencia, a beneficio de usuarios residenciales de bajos recursos. El precio de venta del butano y el propano comercializado bajo el Plan Hogar es determinado por la SRH, fijando el precio en AR\$ 5.416/ton de butano y AR\$ 5.502/ton para el propano desde abril de 2018 (Disposición N° 5/18). Posteriormente, se actualizaron los precios en AR\$ 9.154/ton de butano y AR\$ 9.042/ton para el propano desde el 1 de febrero de 2019 (Resolución (SGE) N° 15/19), en AR\$ 9.327/ton de butano y AR\$ 9.213/ton para el propano desde el 10 de mayo de 2019 (Disposiciones SHC N° 34/19), y en AR\$ 9.895/ton de butano y AR\$ 9.656/ton para el propano desde el 1 de julio de 2019 (Disposiciones SHC N° 104/19).

Tanto para el Plan Hogar como para el Acuerdo Propano para Redes, se estableció el pago de una compensación a los participantes a ser abonada por el Estado Argentino, la cual se calcula como la diferencia entre el precio comercializado en el marco de dicho acuerdo y la paridad de exportación publicada mensualmente por la SRH, aunque con importantes atrasos en los plazos de cobranza.



Programa Mendoza Activa Hidrocarburos

Con fecha 4 de diciembre de 2020, mediante la Ley N° 9.279, la Provincia de Mendoza creó el Programa Mendoza Activa Hidrocarburos ("Programa I") que tiene por objetivo promover el desarrollo, la reactivación y el incremento de la producción de la actividad hidrocarburífera. El Programa I reintegrará mediante certificados de crédito fiscal, a quienes adquieran la calidad de beneficiarios, aquellas erogaciones que, hasta el límite de las autorizaciones que dispone la normativa, sean realizadas en proyectos de puesta en producción de nuevos pozos y/o en la reactivación de pozos existentes, que a la fecha de publicación de la Ley se encontraban sin producción. Dichos certificados de crédito fiscal podrán ser aplicados al pago de impuesto a los ingresos brutos y regalías.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora cuenta con la concesión del área Chañares Herrados, la cual fue adjudicada en el marco del Programa I.

Con fecha 7 de julio de 2021, mediante la Ley N° 9.330, la Provincia de Mendoza creó el Programa Mendoza Activa Hidrocarburos II ("Programa II") con el mismo objetivo y modalidad que el Programa I, ampliando el crédito fiscal aplicable hasta el límite de las autorizaciones que dispone la normativa y el plazo para su utilización hasta el 31 de diciembre de 2025, pudiendo ser prorrogado por el PE provincial, por un lapso de hasta 3 años.

Derecho de Exportación

Mediante los Decretos N° 793 y 865/18, desde septiembre de 2018 rige un impuesto a la exportación de, entre otros productos, gas natural, propano, butano y gasolina natural de AR\$ 4 por cada US\$ exportado, estableciendo una alícuota máxima del 12%. No obstante, desde el 23 de diciembre de 2019 con la implementación de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, la alícuota no podrá superar el 8% del valor imponible o del precio FOB (aunque, a la fecha de este Prospecto, este aspecto se encuentra pendiente de reglamentación).

Exportación de Gas Natural

Mediante las Resoluciones del Ministerio de Economía N° 104/18 y (SGE) N° 9/18, posteriormente sustituidas por la Resolución (SGE) N° 417/19 en julio de 2019, se estableció el procedimiento para la autorización de exportaciones de gas natural, siendo condición en todo caso la seguridad de abastecimiento del mercado interno argentino.

Asimismo, la Disposición SHC N° 168/19 de agosto de 2019 aprobó la exportación de gas desde septiembre de 2019 hasta mayo de 2020, por un volumen máximo agregado de 10 millones de m³/día, siendo el 65% del centro-oeste, 25% del sur y 10% del noroeste argentino.

Ante el eventual incurrimento de mayores costos a cargo del Estado Nacional por uso de combustibles alternativos para generar electricidad por parte del MEM (Gas Natural Licuado ("GNL") importado, carbón, FO o GO), los exportadores deben pagar una compensación a CAMMESA. Mediante la Resolución (SGE) N° 506/19 emitida el 29 de agosto de 2019, se fijó un mínimo de US\$ 0,1/MBTU y un máximo de US\$ 0,2/MBTU por el volumen exportado, pudiendo ser compensado con créditos de cada exportador con CAMMESA por la venta de gas en el mercado doméstico. Dicha compensación se incluiría en el costo de la energía en el MEM.

Producto de los Decretos N° 793 y 865/18, desde septiembre de 2018 rige un impuesto a la exportación de gas de AR\$ 4 por cada US\$ exportado, con alícuota máxima del 12%, y posteriormente modificada mediante la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, en la cual desde el 23 de diciembre de 2019 se estableció que no podrá superar el 8% del valor imponible o del precio FOB.

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



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

La Ley de Solidaridad, publicada el 23 de diciembre de 2019 en el Boletín Oficial, prevé que las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podrán superar el 8% (ocho por ciento) del valor imponible o del precio oficial FOB. Cabe apuntar que el Decreto N° 58/2019, publicado en suplemento del Boletín Oficial del 23 de diciembre de 2019, observó la norma de la Ley N° 27.541 que preveía que en ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras.

En mayo de 2020 el Poder Ejecutivo decretó el Decreto N° 488/2020, en el artículo 7º dispuso una alícuota del 0% (cero por ciento) del derecho de exportación que grava la exportación de las mercaderías comprendidas en este decreto, en los casos que el Precio Internacional sea igual o inferior al Valor Base que se fijó en USD 48 (Dólares Estadounidenses cuarenta y ocho). A su vez, gravó con una alícuota del 8% (ocho por ciento) del derecho de exportación a la exportación de las mercaderías comprendidas en ese decreto, en los casos que el Precio Internacional, cuyo valor es calculado mensualmente, sea igual o superior al Valor de Referencia que se estimó en USD 60 (Dólares Estadounidenses sesenta). En los casos que el Precio Internacional resulte superior al Valor Base e inferior al Valor de Referencia, la alícuota del tributo se determinará de acuerdo a una fórmula que se incluye en el mismo decreto. Por último, el Decreto N° 488/2020 dejó sin efecto toda norma que se oponga a dicha regulación.

Más recientemente, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 360/2021, que aprobó un nuevo procedimiento aplicable a la autorización de exportaciones de gas natural, derogando el dispuesto por la Resolución 417/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía y la Disposición 284/2019 de la ex Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles –reglamentaria de la resolución mencionada-. Entre las modificaciones incorporadas más relevantes, se destaca la incorporación de tres subcategorías dentro de la categoría de exportaciones en firme, prevista en la Resolución N° 104/2018 (conforme fuere modificada por la Resolución N° 417/2019). Estas subcategorías son:

- (i) Exportaciones firmes Plan Gas IV: Serán aquellas exportaciones promovidas por los productores adjudicados en el marco del Plan IV durante el período comprendido entre el 1 de octubre y el 30 de abril de los años calendarios 2021 al 2024. Dichas exportaciones serán asignadas de manera prioritaria a toda otra nueva solicitud en condición firme y/o interrumpible. No se procesarán solicitudes cuyo precio mínimo a percibir en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte sea inferior al precio promedio ofertado en la primera ronda del Plan IV, y que las mismas no podrán ser cedidas bajo modalidad alguna;
- (ii) Exportaciones Firmes como correlato de Inyecciones Adicionales en Invierno: Serán otorgadas a aquellos productores adjudicados del Plan IV que pongan a disposición en el período invernal para el que se solicita la exportación, inyecciones adicionales a la inyección comprometida en el marco de la Plan Gas IV; y
- (iii) Exportaciones Firmes para el caso de Excedentes en una cuenca productiva: Serán otorgadas para el caso de existencia de excedentes comprobados en una cuenca productiva determinada, siempre que no resulten útiles para abastecer demanda del mercado interno desde dicha cuenca productiva. Estas autorizaciones podrán ser solicitadas por cualquier productor, sea o no adjudicatario del Plan Gas IV. Así mismo, en conexión con el Plan Gas IV, la Resolución N° 360/2021 establece que los volúmenes solicitados para la exportación en condición firme que sean finalmente autorizados a exportarse serán detruidos de la cantidad máxima diaria de los contratos en el marco del Plan Gas IV entre CAMMESA y los productores autorizados a exportar. Dicha detracción operará de manera definitiva durante todo el plazo de vigencia de la autorización de exportación. las exportaciones interrumpibles, la Resolución N° 360/2021 establece que la Autoridad de Aplicación del régimen podrá restringir temporariamente su vigencia –tanto las otorgadas bajo el procedimiento de la Resolución 417/2019 como las nuevas-, siempre y cuando se cumpla con el procedimiento previsto en el artículo 9 del Anexo de dicha resolución.

En este sentido, la Subsecretaría de Hidrocarburos deberá emitir una orden de interrupción dirigida a los productores autorizados a exportar y responderá al criterio de reducción prorrateada por zona de exportación. En dicha orden



se deberán describir brevemente los hechos que ponen en riesgo el abastecimiento interno, el plazo por el cual se ordena la interrupción, el volumen de exportación a afectar, la cuenca afectada, y el nivel total o parcial de interrupción.

En caso de que el productor autorizado para exportar no cumpla con dicho requerimiento, la Autoridad de Aplicación podrá declarar la caducidad de la Autorización de Exportación de Gas Natural de carácter interrumpible.

Decreto de Necesidad y Urgencia 311/2020

Adicionalmente, como respuesta al brote de coronavirus (Covid-19), el 24 de marzo de 2020, el Gobierno Argentino dictó el decreto de necesidad y urgencia 311/2020 el que fuera reglamentado por la Resolución MDP 173/2020, que estableció que, entre otras empresas, las prestadoras de los servicios de gas por redes no podrán disponer la suspensión o el corte de los respectivos servicios a determinados usuarios, en caso de mora o falta de pago de hasta tres facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020, incluyendo a usuarios con aviso de corte en curso. Con posterioridad, se prorrogó el plazo de vigencia del Decreto 311/2020 desde su vencimiento hasta el 31 de diciembre de 2020. Dicho plazo no ha vuelto a ser prorrogado por lo que la medida ya no se encuentra vigente.

Comercialización de Crudo en el Mercado Interno

En enero de 2017 el Estado Nacional firmó con los productores y refinadores de petróleo crudo de Argentina el Acuerdo para la Transición a Precio Internacional de la Industria Hidrocarburífera Argentina, con el objetivo de generar convergencia gradual del precio del barril del crudo comercializado en Argentina al precio internacional. Dicho acuerdo fue suspendido en octubre de 2017, dado que la cotización para el petróleo crudo Brent superó durante 10 días consecutivos el valor de US\$ 55/bbl, y desde entonces el precio interno del barril de crudo como materia prima de refinación y los precios del surtidor estuvieron determinados en función de la oferta y demanda doméstica.

Sin embargo, tras la volatilidad del tipo de cambio experimentada en agosto de 2019, el 16 de agosto de 2019 se emitió el DNU N° 566/19, fijando el precio del barril convenido entre productor y refinador en el mercado local al día 9 de agosto de 2019, válido hasta el 13 de noviembre de 2019, considerando un precio de referencia Brent de US\$ 59/bbl y un tipo de cambio de pesos 45,19/US\$, que fue actualizándose hasta pesos 51,77/US\$ (Resolución SE N° 688/19). Los precios volvieron a fijarse libremente entre productores y refinadores, reduciendo la diferencia con los precios vigentes en el mercado internacional.

Adicionalmente, debido a la fuerte caída de los precios internacionales por efecto de la reducción de demanda producto de las medidas adoptadas para combatir la considerada entonces epidemia de COVID-19 y con el fin de mantener la actividad en operación y perforación de nuevos pozos que no resultaban rentables con los precios internacionales registrados en abril, mayo y junio de 2020, el Gobierno Argentino reguló mediante el Decreto N° 488/2020 el precio de venta para el mercado interno, estableciendo 45 US\$/bbl para el crudo Medanita y los diferenciales habituales respecto a este crudo para las demás calidades. La regulación del precio tuvo vigencia hasta el 31 de agosto de 2020, fecha en la que, por el aumento en el precio internacional, se cumplió la condición de terminación estipulada en el mismo Decreto N° 488/2020 y los precios se volvieron a negociar libremente.

Derecho a la Exportación de Hidrocarburos Líquidos

Desde septiembre de 2018 por Decretos N° 793 y 865/18, rige un impuesto a la exportación de petróleo de pesos 4/US\$ exportado, con alícuota máxima del 12%. Sin embargo, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva estableció que dicha alícuota sea menor o igual a 8% del valor imponible.

El 18 de mayo de 2020 el Poder Ejecutivo emitió el Decreto 488/2020 estableciendo un precio sostén en el mercado doméstico, que fijó en \$45 dólares por Barril Criollo para el tipo de crudo 34°API Medanita estableciendo la línea comparativa de precios con otros crudos de diferentes grados, calidades, o condiciones tales como puerto de



exportación y mercado local. La medida no es retroactiva y está sujeta a revisiones trimestrales siempre y cuando el Brent no exceda los \$45 dólares por 10 (diez) días seguidos. El decreto también eliminaba los impuestos de exportación para el petróleo, siempre y cuando se cumpla la condición de precio y tiempo detallada, también insta a las refinerías a comprar el stock de los productores domésticos. Las compañías que vendan bajo el decreto están sujetas a restricciones de tipo de cambio fijadas por el mercado. El Decreto 488/2020 dejó de regir el 28 de agosto de 2020 por cumplirse lo establecido en el artículo 7 del Decreto 488/2020, al verificarse durante 10 días corridos un precio de cotización para el Brent en el mercado de futuros superior a los \$45 dólares por barril. Junto con la derogación del decreto, se restableció el impuesto a la exportación sobre las ventas de petróleo crudo. La tasa del impuesto a la exportación se determina mediante una fórmula basada en el precio del petróleo Brent, que va desde el 0% cuando el precio del petróleo Brent es igual o inferior a \$ 45 dólares por barril hasta un máximo del 8% cuando el precio del petróleo Brent es igual o inferior a más de \$ 60 dólares por barril.

- **Normativa Ambiental en la Argentina**

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

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

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

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

- (i) Constitución Nacional (artículos 41 y 43, entre otros);
- (ii) Ley General del Ambiente N°25.675;
- (iii) las normas NAG (emitidas por ENARGAS) de protección ambiental en el transporte y la distribución de gas natural y otros gases distribuidos por tuberías;
- (iv) Ley de Gestión Integral de Residuos Industriales y de Actividades de Servicios N°25.612;
- (v) Ley de Residuos Peligrosos N°24.051;
- (vi) Ley sobre Preservación del Aire N° 20.284;
- (vii) Ley de Régimen de Gestión Ambiental de Aguas N°25.688;
- (viii) Ley de Presupuestos mínimos para la gestión y eliminación de PCB N°25.670;
- (ix) el Código Penal; y
- (x) el Código Civil y Comercial de la Nación, el cual establece las reglas generales del derecho de responsabilidad civil.
- (xi) Régimen de Preservación, Conservación y Mejoramiento del Ambiente de la Provincia de Neuquén Ley N°1875.
- (xii) Ley N°55 de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur.



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

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

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

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

Durante el año 2005 la ex Secretaría de Energía, mediante la Resolución N° 785/05, modificada por la Resolución N° 266/08 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, creó el Programa Nacional de Control de Pérdidas de Tanques Aéreos de Depósito de Hidrocarburos, una medida dirigida a reducir y corregir la contaminación ambiental causada por los tanques aéreos de depósito de hidrocarburos.

Durante 2019, el Congreso Nacional aprobó la Ley N° 27.520, publicada en el Boletín Oficial el 20 de diciembre de 2019, sobre normas mínimas sobre adaptación y mitigación del cambio climático global que se centran en la implementación de políticas, estrategias, acciones, programas y proyectos que pueden prevenir, mitigar o minimizar los daños o impactos asociados con el cambio climático y explorar y aprovechar las nuevas oportunidades de los eventos climáticos también.

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

- **Restricciones a la Importación y Exportación**

En virtud de la ley argentina, en particular las leyes N° 17.319 y 24.076 y la Resolución SE N° 1679/04, las exportaciones de petróleo crudo y gas natural, así como las exportaciones de la mayoría de los productos de hidrocarburos, requieren actualmente la autorización previa de la Secretaría de Energía. Las exportaciones de petróleo crudo, así como la exportación de la mayoría de los productos de hidrocarburos, actualmente requieren la autorización previa de la Secretaría de Energía de conformidad con el régimen establecido en la Resolución SE N° 241-E/17, enmendada y reglamentada por otro reglamento. Las compañías petroleras que buscan exportar petróleo crudo o GLP deben primero demostrar que la demanda local de dicho producto está satisfecha o bien que se ha realizado una oferta para vender el producto a compradores locales y que la misma haya sido rechazada. Además, el 21 de marzo de 2017, el Decreto N° 192/2017 se publicó en el Boletín Oficial, y creó el "Registro de Operaciones de Importación de Petróleo y sus Subproductos" (el "Registro"), y estableció que el entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación sería la responsable de controlar el Registro. El Registro involucró operaciones de importación de: (i) petróleo crudo y (ii) algunos otros subproductos específicos enumerados en la Sección 2 del Decreto. Mediante este reglamento, cualquier compañía que deseara realizar tales operaciones de importación estaba obligada a registrar dicha operación en el Registro y obtener la autorización del entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación antes de que se realizara la importación. Según este Decreto, el entonces Ministerio de Energía y Minería tuvo que establecer la metodología aplicable para emitir las autorizaciones de importación, que se basó en los siguientes criterios: (a) falta de petróleo crudo con las mismas características ofrecidas en el mercado interno; (b) falta de capacidad de tratamiento adicional en refinerías domésticas con petróleo crudo nacional; y (c) falta de subproductos enumerados en la Sección 2 del Decreto ofrecido en el mercado interno. Este régimen eximía cualquier



importación por parte de CAMMESA con el fin de abastecer a las centrales eléctricas con el propósito principal de proporcionar suministro técnico al "Sistema Argentino de Interconexión" (Sistema Argentino de Interconexión o "SADI"). El 24 de noviembre de 2017, el Decreto N° 962/2017 se publicó en el Boletín Oficial. El Decreto N° 962/2017 introdujo modificaciones al Decreto N° 192/2017, se estableció la vigencia del Registro hasta el 31 de diciembre de 2017. El Decreto N° 962/2017 estipuló que la necesidad del Registro era temporal y, por lo tanto, desde el 31 de diciembre de 2017, las operaciones de importación relacionadas con el petróleo crudo, la gasolina y el gasoil incluidas en el Decreto N° 192/2017 ya no están sujetas a registro. Con respecto a las regulaciones tributarias, el 7 de enero de 2017, los aranceles a las exportaciones de hidrocarburos expiraron, ya que el plazo provisto por la Ley de Emergencia Pública no se extendió. A través del Decreto n° 793/18, publicado el 4 de septiembre de 2018 en el Boletín Oficial, se fijaron derechos de exportación hasta el 31 de diciembre de 2020 a la tasa del 12% (doce por ciento) a la exportación para consumo de todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la nomenclatura común del Mercosur (NCM), alcanzando a todos los hidrocarburos y sus derivados. El citado decreto prevé que los derechos de exportación aplicables a los hidrocarburos (conforme su anexo I), no podrá exceder de \$ 3 (pesos argentinos tres) por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda. Con posterioridad, la Ley N° 27.467 previó que el Poder Ejecutivo Nacional podría fijar derechos de exportación cuya alícuota no podría superar el 30% del valor imponible o del precio FOB. Este tope sería del 12% (doce por ciento) para aquellas mercaderías que no estaban sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o que estaban gravadas con una alícuota del 0% (cero por ciento) a tal fecha. Los hidrocarburos se encontraban dentro de este segundo límite. Asimismo, se confirmó la validez y vigencia del Decreto N° 793/18.

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

La Ley N° 27.541, publicada el 23 de diciembre de 2019 en el Boletín Oficial, prevé que las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podrán superar el 8% (ocho por ciento) del valor imponible o del precio oficial FOB. Cabe apuntar que el Decreto N° 58/2019, publicado en suplemento del Boletín Oficial del 23 de diciembre de 2019, observó la norma de la Ley N° 27.541 que preveía que en ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras.

Los gasoductos transfronterizos se construyeron para interconectar a Argentina, Chile, Brasil, Bolivia y Uruguay, y productores debido a la exportación de gas natural al mercado chileno, en la medida que el gobierno argentino lo permitía. Durante los últimos años, las autoridades argentinas han adoptado una serie de medidas que restringieron las exportaciones de gas natural de Argentina, incluida la emisión de instrucciones de suministro interno de conformidad con el Reglamento N° 27/04 y las Resoluciones N° 265/04, 659/04 y 752/05 (se obliga a los exportadores a suministrar gas natural al mercado nacional argentino), emitiendo instrucciones expresas para suspender las exportaciones, suspendiendo el procesamiento de gas natural y adoptando restricciones a las exportaciones de gas natural impuestas a través de compañías de transporte y/o comités de emergencia creados para enfrentar situaciones de crisis. Sin embargo, debido a las medidas tomadas por administración anterior, se inició una nueva etapa con respecto a las exportaciones e importaciones de gas natural a través de los sistemas de ductos argentinos.

En este sentido, en enero de 2016, los gobiernos de Chile y Argentina acordaron entregas de gas natural de acuerdo con las necesidades de estacionalidad del gas natural. Por lo tanto, la intención de estos acuerdos es permitir la importación de gas natural durante el invierno y la exportación de gas natural durante el verano. Estas medidas tienen un impacto directo en el gasoducto de GasAndes. En el lado chileno del gasoducto GasAndes, los contratos de transporte de forma interrumpible se ejecutaron con Metrogas (Chile) y con dos nuevos clientes: Enap y Endesa. En la sección argentina del gasoducto, se ejecutó un contrato interrumpible con Enarsa, a las tarifas proporcionadas por ENARGAS. Asimismo, con fecha 21 de agosto de 2018, el Ministerio de Energía (actualmente, Secretaría de Energía) dictó la Resolución N° 104/2018, por la cual se autoriza la exportación de gas natural y se aprueba el



Procedimiento para la Autorización de Exportaciones de Gas Natural (el “Procedimiento”). Dicho Procedimiento contiene el tratamiento que recibirán los volúmenes de exportación de gas natural equivalentes a los incluidos en el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” y de aquellas que, si bien resulten de gas convencional, las empresas solicitantes sean adherentes, actuales o futuras, en el referido programa de estímulo. La referida resolución establece las clases de autorizaciones que existen, particularidades aplicables a exportaciones estivales e intercambios operativos y las condiciones aplicables a las exportaciones de gas natural proveniente de reservorios no convencionales. La información que se presente a los efectos de la solicitud de autorización de exportación tendrá carácter público, de forma tal que los posibles demandantes de gas natural en el mercado interno, los interesados en realizar inversiones en transporte y distribución, y las autoridades competentes, puedan conocer de manera adecuada y veraz todos los aspectos relevantes de la misma.

Complementariamente, los Decretos PEN N° 793 y 865/2018, de fecha 3 y 27 de septiembre de 2018, respectivamente, reglamentaron la aplicación de derechos de exportación para el gas natural, hasta el 31 de diciembre de 2020. Dicho derecho de exportación será de 4 pesos por dólar, con un tope del 12%.

Con la entrada en vigencia de la Ley de Solidaridad, se facultó al Poder Ejecutivo Nacional para fijar derechos de exportación, cuya alícuota no podría superar en ningún caso el 33% del valor imponible o del precio oficial FOB. Se prohibió que la alícuota de los derechos de exportación supere el 33% del valor imponible o del precio oficial FOB para las habas (porotos) de soja. Para aquellas mercancías que no estaban sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o que tenían una alícuota de 0% a esa fecha se prohibió superar el 15%, para los productos agroindustriales de las economías regionales definidas por el Poder Ejecutivo se prohibió superar el 5%, y para las alícuotas de los derechos de exportación para bienes industriales y para servicios no se podrá superar el 5% del valor imponible o del precio oficial FOB. En cuanto a las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería, estas no podrían superar el 8% del valor imponible o del precio oficial FOB, y en ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podría disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras. Esto último fue vetado por el Poder Ejecutivo. Haciendo una salvedad a las modificaciones introducidas, la misma ley estableció que se mantendrían la validez y vigencia de los Decretos N° 1.126 del 29 de diciembre de 2017 y sus modificatorias, N° 486 del 24 de mayo de 2018 y sus modificaciones, N° 487 del 24 de mayo de 2018 y sus modificaciones, N° 793 del 3 de septiembre de 2018 y sus modificaciones y el Decreto N° 37 del 14 de diciembre de 2019.

Impuestos a la Exportación e Importación

Los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación están sujetos a impuestos federales, provinciales y municipales y aranceles aduaneros normales sobre las importaciones. La Ley de Hidrocarburos otorga a esos titulares una garantía legal contra nuevos impuestos y contra determinados incrementos impositivos a nivel provincial y municipal, salvo incremento general de impuestos. En virtud de los artículos 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos, los titulares de permisos de exploración y de concesiones de explotación deben pagar un canon anual de superficie que se basa en la cantidad de km² de cada área y que varía dependiendo de la etapa de la operación, es decir, exploración o explotación, y en el caso de la primera, dependiendo del período pertinente del permiso de exploración. En 2007, entró en vigencia el Decreto N° 1454/07 el cual incrementó significativamente el monto de los cánones a pagar por superficies de exploración y explotación expresados en pesos argentinos y pagaderos a diferentes jurisdicciones donde los hidrocarburos se encontraban. La Ley N° 27.007, en vigencia desde el 31 de octubre de 2014, actualizó los montos que deben ser pagados en virtud de los artículos 57 y 58 de la Ley de Hidrocarburos.

Además, las “ganancias netas” (según la definición de la Ley de Hidrocarburos) de los titulares de permisos o concesiones, devengadas de la actividad como titulares de permisos o concesiones podrían estar sujetas a la aplicación de un impuesto especial a las ganancias del 55%. Este impuesto nunca fue aplicado y las compañías productoras de hidrocarburos se encuentran sujetas al régimen tributario general argentino. Luego de la introducción de precios de mercado para los productos de petróleo downstream en conexión con la desregulación



de la industria petrolera, la Ley Nº 23.966 estableció un impuesto, basado en el volumen, sobre las transferencias de determinados tipos de combustible, reemplazando al régimen anterior, el cual se basaba en el precio regulado. La Ley Nº 25.745 modificó, con vigencia a partir de agosto de 2003, el mecanismo para el cálculo del impuesto, reemplazando el antiguo valor fijo por litro según el tipo de combustible por un porcentaje aplicable al precio de venta, manteniendo el antiguo valor fijo como impuesto mínimo. La Ley Nº 26.942, modificatoria de la ley 23.966, que entró en vigencia a partir del 4 de julio de 2014, no efectuó modificaciones a las alícuotas y mínimos previstos en la Ley 25.745.

En 2002, el Estado Nacional comenzó a implementar derechos de exportación sobre las exportaciones de hidrocarburos. La Resolución Nº 394/07 del Ministerio de Economía y Producción, desde el 16 de noviembre de 2007, aumentó los derechos de exportación sobre las exportaciones argentinas de petróleo (según las define el regulador), petróleo crudo y otros productos derivados del crudo. En el marco de ese régimen dispone que cuando el precio internacional supera el precio de referencia, que está fijado en US\$60,9/barril, el productor podrá cobrar US\$/barril, y la diferencia restante sea retenida por el Estado Nacional como derecho de exportación. Si el precio internacional de las exportaciones argentinas de petróleo estuviere por debajo del precio de referencia, pero por encima de US\$45/barril, se aplicará una tasa de retención del 45%. Si ese precio estuviere por debajo de US\$45/barril, el derecho de exportación aplicable se determinará dentro de los 90 días hábiles. Mediante la Resolución Nº 1/2013 del entonces Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación, la Resolución 394/17 fue modificada incrementándose los valores máximos de US\$42 por barril a US\$70 por barril y el precio de referencia de US\$60.90 a US\$80 para el petróleo crudo. Esto significa que cuando el precio del crudo esté a US\$80 el barril, el productor local se quedará con US\$70, recaudando el resto el Estado Nacional. Sin embargo, con fecha 31 de diciembre de 2014 se dictó la Resolución Nº 1077/2014 que derogó la Resolución 394/07 (sus modificatorias y complementarias) y estableció un nuevo programa de retención basado en el precio internacional del petróleo crudo. Este precio internacional se calcula en función del valor de Brent para el mes correspondiente menos la suma de US\$8,00 por barril. El nuevo programa estableció una retención nominal general de 1% aplicable a todos los productos incluidos en la resolución, incluyendo el petróleo crudo, diesel, gasolina y lubricantes, así como otros productos derivados del petróleo, en la medida en que el precio internacional está por debajo de US\$71,00 por barril. La resolución establece además una tasa de retención ascendente, en la medida en que el precio internacional supere los US\$71,00 por barril. Como resultado, el precio máximo que un productor puede cobrar es de aproximadamente US\$70,00 por barril exportado, dependiendo de la calidad del crudo vendido. La resolución también establece el aumento de las tasas de retención a las exportaciones de diesel, gasolina, lubricantes y otros derivados del petróleo cuando el precio internacional supera los US\$71,00 por barril. La Resolución Nº 127 del 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 propano, butano y GLP, la Resolución 127 fue modificada por la Resolución 60/15, que dispuso que en caso de que el precio informado diariamente por la Secretaría de Energía se mantuviera por debajo del valor de referencia que establece el Anexo de dicha resolución (esto es, US\$ 235,3/m³ para propano, US\$ 273,7 /m³ para butano, y US\$ 252,5/m³ para la mezcla de ambos), la retención aplicable sería del 1%. En caso de que el precio de dichos productos superara o igualara el valor de referencia, la alícuota aplicable se calcularía de acuerdo a la fórmula prevista en la Resolución Nº 127.

Con fecha 4 de septiembre de 2018 entró en vigencia el Decreto Nº 793/2018, en virtud del cual la administración anterior fijó un nuevo derecho de exportación que regirá hasta el 31 de diciembre de 2020, del 12% a la exportación para consumo de todas las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura común del Mercosur (NCM). El derecho de exportación del 12% no podrá exceder de \$ 4 para productos primarios ni de \$ 3 para el resto, por cada dólar estadounidense del valor imponible o del precio oficial FOB, según corresponda. El gravamen a la exportación de servicios se hará por ley. El derecho sobre las exportaciones de servicios recién aplicará a partir del 1º de enero de 2019, mientras que, para el caso de los bienes, empieza a aplicar a partir del 4 de septiembre de 2018. La actual administración, mediante el Decreto Nº 37/2019 del 14 de diciembre de 2019 se dejó sin efecto el límite de \$ 4 por cada dólar estadounidense impuesto por el Decreto 793/2018, y que cuando se trate de las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur la alícuota del derecho de exportación establecido en el artículo 1º del Decreto Nº 793/18 y sus modificaciones será del 9%.



Según el mismo Decreto, la actual administración dispuso que se conceda un plazo de espera de 90 días corridos, sin intereses, contados a partir del día siguiente al del libramiento en caso de tratarse de operaciones de exportación de las mercaderías comprendidas en las posiciones arancelarias de la Nomenclatura Común del Mercosur. Este plazo no alcanzará a las operaciones de exportación por cuenta y orden de terceros. En cuanto a las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería, la Ley de Solidaridad dispuso que estas no podrán superar el 8% del valor imponible o del precio oficial FOB, importando una reducción ante el 12% de la administración anterior, y en ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras. El Poder Ejecutivo Nacional, mediante el Decreto reglamentario de la Ley de Solidaridad, vetó la parte de la norma que establecía que en ningún caso el derecho de exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras.

Descripción de Las Actividades y Negocios

La Compañía se dedica a la exploración y explotación de petróleo crudo y gas desde su creación en el año 2005. Todas las operaciones se desarrollan en Argentina y sus productos se comercializan en el mercado doméstico e internacional mediante la exportación, según la demanda. El sector en el cual la Compañía desarrolla sus actividades es altamente regulado.

Las actividades de la Sociedad no están sujetas a cambios significativos de estacionalidad.

En sus quince años, la Compañía ha desarrollado la exploración y producción de yacimientos de petróleo y gas. La predominancia de sus productos ha fluctuado, teniendo hasta 2017 mayor producción de gas, y de allí en adelante, dedicándose más al petróleo. Esta dirección de inversión se da en parte debido a los descubrimientos de nuevos reservorios de petróleo en la formación San Martín. Asimismo, el modelo de negocios de la Compañía combina una estrategia diseñada detalladamente para la adquisición de áreas productivas y la eficiente gestión presupuestaria.

En la actualidad la Compañía participa de la U.T. Río Cullen, Las Violetas y Angostura en Tierra del Fuego y de la U.T. Chañares Herrados - Puesto Pozo Cercado Oriental en Mendoza; y opera el permiso exploratorio Cerro de Los Leones, en Mendoza. La búsqueda continua de desarrollo de negocios hidrocarbúricos que proporcionen rentabilidad y sean seleccionados estratégicamente ubica a Crown Point en un lugar privilegiado.

Su estrategia se basa en los siguientes preceptos: (i) incremento de la producción de hidrocarburos convencionales; (ii) incorporación de reservas a través de adquisiciones de activos; (iii) mantenimiento de una estructura financiera adecuada que brinda el soporte necesario durante el desarrollo de los negocios.

La Emisora considera que sus principales ventajas competitivas son: (i) su excelente reputación en el mercado local; (ii) su equipo de expertos en operaciones y management con probada experiencia y trayectoria dentro de la industria y el sector financiero; (iii) su sostenido crecimiento en inversiones y ventas.

Competidores

La explotación, la industrialización, el transporte y la comercialización de hidrocarburos son una prioridad para Argentina y es una política de estado trabajar en búsqueda de la autosuficiencia en el suministro de hidrocarburos. Dicho autoabastecimiento busca garantizar el desarrollo económico, la creación de empleos, el aumento de la competitividad de varios sectores en miras al crecimiento sostenible. En la actualidad el 78% aproximadamente de la producción de petróleo está concentrada en dos operadores (YPF S.A. y Pan American Energy SL Sucursal Argentina), el resto de la producción se divide entre operadores de distinto tamaño.

El 100 % de los ingresos de gas natural de la Sociedad obtenidos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, provino de ventas al mercado industrial de las cuales el 58% fue a tres clientes principales. El precio de venta de gas natural al mercado industrial es negociado entre el operador de la UT RCLV (de la cual la Sociedad es miembro) y el cliente. El precio de venta de gas natural al mercado residencial es fijado por el gobierno argentino.



Los ingresos por ventas de petróleo obtenidos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron 49% al mercado local a seis clientes y el 51% por exportaciones a cuatro clientes.

El 100 % de los ingresos de gas natural de la Sociedad obtenidos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, provino de ventas al mercado industrial de las cuales el 43% fue a tres clientes principales.

Los ingresos por ventas de petróleo obtenidos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fueron 31% al mercado local a dos clientes y el 69% por exportaciones a dos clientes.

El 100 % de los ingresos de gas natural de la Sociedad obtenidos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, provino de ventas al segmento industrial en el mercado local, mientras que todos los ingresos por ventas de petróleo obtenidos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fueron por exportaciones, de las cuales el 92 % corresponde a dos clientes.

Exploración y explotación de petróleo y gas

A la fecha de este Prospecto, la Emisora es titular de los derechos de concesión y de permiso de exploración de distintas áreas hidrocarburíferas ubicadas en las provincias de Tierra del Fuego y Mendoza. Las participaciones de la Compañía según las áreas se detallan a continuación:

Bloque	% Participación	Operador	Superficie Neta en		Provincia	Cuenca
			Km2	Acres		
Cerro Los Leones Norte	100%	CPESA	267	65.928	Mendoza	Neuquén
Cerro Los Leones Sur			143	35.280	Mendoza	Neuquén
Total			410	101.208		
Río Cullen	34,7349%	Roch S.A.	122	30.235	Tierra del Fuego	Austral
Angostura			145	35.833	Tierra del Fuego	Austral
Las Violetas			432	106.703	Tierra del Fuego	Austral
Total (*)			699	172.771		
Chañares Herrados	50%	Petrolera Aconcagua Energía S.A.	20	5.029	Mendoza	Cuyana
Total (**)			20	5.029		
Puesto Pozo Cercado Oriental	50%	Petrolera Aconcagua Energía S.A.	34	8.303	Mendoza	Cuyana
Total (***)			34	8.303		
Superficie según Participación			1.129	287.310		

Bloque Cerro Los Leones conforme Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia de Mendoza N° 1074 (última extensión del período exploratorio según la Decisión Administrativa Dirección de Hidrocarburos N° 06/2011).

Bloque Río Cullen y Angostura conforme Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia de Tierra del Fuego N° 1742.
Bloque Las Violetas conforme Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia de Tierra del Fuego N° 1743.

Bloque Chañares Herrados conforme Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia de Mendoza N° 224.

Bloque Puesto Pozo Cercado conforme Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia de Mendoza N° 1354 y Resolución del Ministerio de Economía de la Provincia de Mendoza N° 1546.

La Emisora desagrega el total de los ingresos provenientes de la actividad de explotación de hidrocarburos, no habiéndose generado ingresos asociados a las áreas de exploración de acuerdo con los siguientes cuadros:

Área geográfica Tierra del Fuego
Concesión exploración y explotación

	UT RCLV (*)		
	ARS		
	12/31/2022	12/31/2021	12/31/2020
Venta de petróleo	1.797.959.958	1.583.426.684	585.128.531
Venta de gas natural	762.177.697	442.888.337	254.900.802
Venta de propano y butano	20.663.362	13.493.953	920.368
	2.580.801.017	2.039.808.974	840.949.701

(*) Cifras correspondientes al porcentaje de participación de la Sociedad en la UTE RCLV.

Área geográfica Mendoza
Concesión exploración

	Cerro de los Leones		
	ARS		
	12/31/2022	12/31/2021	12/31/2020
Venta de petróleo	-	-	-
Venta de gas natural	-	-	-
Venta de propano y butano	-	-	-
	-	-	-

Área geográfica Mendoza
Concesión exploración y explotación

	U.T. Chañares Herrados - PPCO (*)		
	ARS		
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2020
Venta de petróleo	1.912.252.835	733.823.470	-
Venta de gas natural	-	-	-
Venta de propano y butano	-	-	-
	1.912.252.835	733.823.470	-

(*) Cifras correspondientes al porcentaje de participación de la Sociedad en Chañares Herrados a partir del 13 de marzo de 2021 y PPCO a partir del 1 de julio de 2022.

Para el armado del detalle y composición arriba expuestos al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad se basó en cálculos e información interna, por lo cual las cifras e importes no pueden ser comparados o cotejados con los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2022.

Total ingresos por ventas

(Valores expresados de pesos)

	Ejercicios finalizados al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Ventas de Petróleo y Gas Natural			
Venta de petróleo	3.710.212.793	2.317.250.154	585.128.531
Venta de gas natural	762.177.697	442.888.337	254.900.802
Venta de propano y butano	20.663.362	13.493.953	920.368
Total	4.493.053.852	2.773.632.444	840.949.701

La información al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.



La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/2021 publicados en AIF bajo el ID 2864778.

Las ventas de gas son destinadas en un 100% al mercado local. En cuanto las ventas de petróleo, la Sociedad vende crudo en el mercado local como exportador. Las exportaciones de crudo se realizan por vía terrestre y por vía marítima con destino el mercado internacional. Las ventas por vía marítima se realizan principalmente a brokers internacionales de petróleo (Trafigura PTE LTD, Vitol Inc y Vitol SA), no realizando la Sociedad dichas ventas para un destino geográfico específico.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, las ventas de petróleo al mercado local representaron un 49%, a seis clientes mientras que las exportaciones alcanzaron un 51% del total a cuatro clientes.

Todos los ingresos por ventas de gas natural obtenidos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron ventas locales de las cuales el 58% fue a tres clientes principales, y el restante 42% repartido entre diversos clientes.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, el 69% de las ventas de petróleo crudo de la Emisora fueron por exportación, las cuales se realizaron a dos clientes y el 31% de las ventas fueron al mercado interno a dos clientes. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, 100% del volumen de gas natural producido por la Emisora se comercializó en el mercado industrial local, de las cuales el 43% fue a tres clientes principales.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, el 100% de las ventas de petróleo crudo de la Emisora fueron por exportación, de las cuales el 92% se realizaron a dos clientes. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, 100% del volumen de gas natural producido por la Emisora se comercializó en el mercado industrial local, de las cuales el 50% fue a tres clientes principales.

Desde el 1 de enero de 2023 hasta el 28 de febrero de 2023, los ingresos por ventas de petróleo obtenidos fueron a 3 clientes, de las cuales el 71% corresponden a ingresos provenientes del mercado local y 29% por exportaciones. En ese mismo período, el 100 % de los ingresos por gas natural, provino de ventas locales al mercado industrial de los cuales aproximadamente el 76% corresponde a ventas realizadas a Gasener, Trafigura Argentina S.A. y Energía y Soluciones S.A., los clientes principales de la Emisora y el 24% restante a otros clientes.



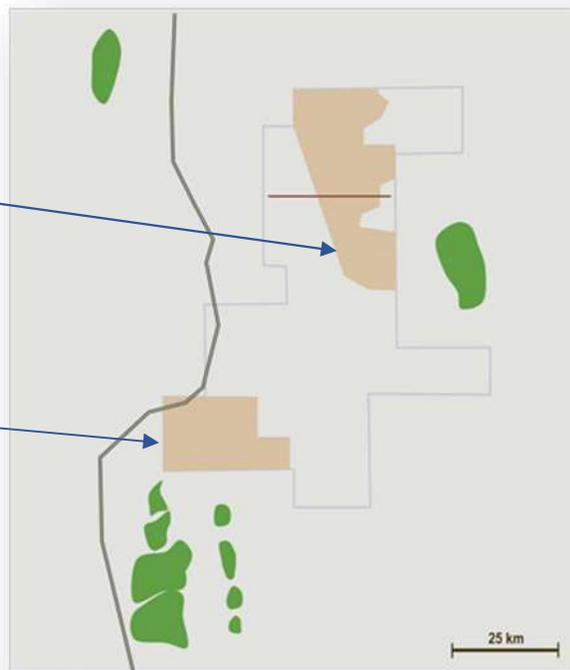
Ubicación geográfica de las operaciones

Provincia de Mendoza
Cuenca Neuquina
Concesión Cerro de los Leones
Concesión Exploratoria
Cantidad de pozos: 3

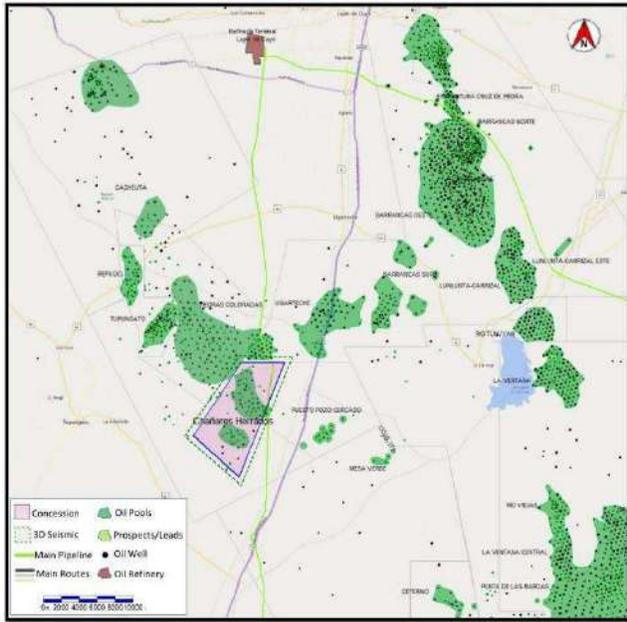


Cerro de los Leones
Norte Cobertura
Sísmica 3D 212,5 km²
80% superficie

Cerro de los Leones
Norte Cobertura
Sísmica 3D 212,5 km²
80% superficie



A handwritten signature in black ink, appearing to be 'P. H.' or similar.

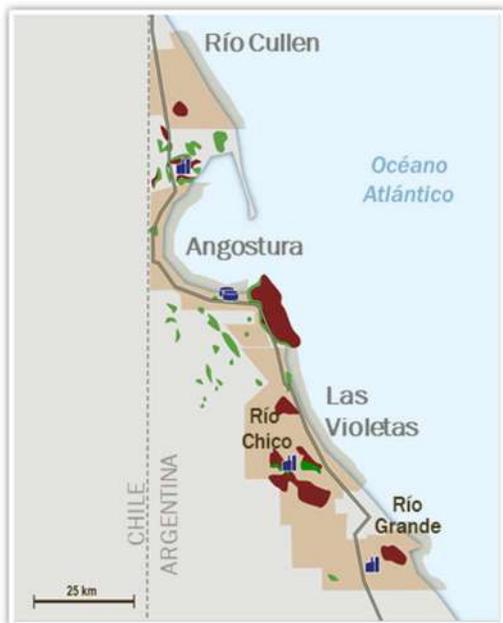


Provincia de Mendoza

Cuenca Cuyana

Concesión Cañales Herrados/ Puesto Pozo Cercado Oriental

Cantidad de Pozos productivos e inyectores: 94 de los cuales 12 se encuentran parados transitoriamente.



Provincia de Tierra del Fuego

Cuenca Austral

Concesión Río Cullen/La Angostura/Las Violetas

Cantidad de Pozos productivos e inyectores: 47 de los cuales 14 se encuentran parados transitoriamente

Las Violetas: 42 pozos

Río Cullen: 1 pozos

La Angostura: 4 pozos

A la fecha del presente Prospecto, con relación a la concesión de exploración de Laguna de Piedra, el primer periodo exploratorio se encuentra suspendido indefinidamente por parte de la Provincia de Río Negro hasta tanto no se resuelva el Trámite del Expediente 36770-COD-2009 por ante el Consejo de Ecología y Medioambiente de Río Negro (CODEMA). Para mayor información véase la Sección "Información de la Emisora – Reseña Histórica y Descripción General" de Prospecto.

Al 31 de diciembre de 2022, las reservas probadas de CPESA fueron estimadas en 4.676 miles de barriles equivalentes de petróleo (mboe), de los cuales 4.012 miles se corresponden a barriles de petróleo (mbo); reservas de gas por 3.948 millones de pies cúbicos de gas (mmcfg); reservas de NGL o LPG (gas licuado de petróleo) por 5 miles de barriles. Mientras que las reservas probables fueron de 3.267 miles de barriles equivalentes de petróleo, de los cuales 2.762 miles corresponden a barriles de petróleo; 3.001 millones de pies cúbicos de gas y 5 mil de barriles a LPG. El total de reservas Probadas más Probables es de 7.942 miles de barriles equivalentes de petróleo, de los cuales 6.774 miles corresponden a barriles de petróleo; 6.949 millones corresponden a pies cúbicos de gas y 10 miles de barriles a LPG. Reservas

Las cifras corresponden a reservas cuya fuente de información son los informes del consultor independiente de reservas de McDaniel & Associates Consultants Ltd al 31 de diciembre de 2022 publicados el 9 marzo 2023 respectivamente, en www.sedar.com y www.crownpointenergy.com.

Cuestiones ambientales

La Compañía está sujeta a la Resolución N°105/92 dictada por la ex Secretaría de Energía, la cual establece procedimientos de protección ambiental específicos en el desarrollo de actividades de exploración y producción de petróleo y gas. En la etapa de exploración, las empresas están obligadas a presentar un estudio de impacto ambiental ("EIA") ante la ex Secretaría de Energía y, en todo caso, antes de iniciar cualquier actividad de perforación. Ante el descubrimiento de yacimientos de petróleo o gas, las empresas deben presentar un nuevo EIA ante la ex Secretaría de Energía. Las empresas también están obligadas a presentar estudios ambientales ante el organismo con frecuencia anual. Puede suceder que los EIA estén sujetos a aprobación provincial. En relación a los efectos de la regulación en los negocios de la Emisora, la Compañía cumple con la normativa ambiental de todas las jurisdicciones en las cuales tiene actividad y no ha tenido ni tiene ninguna acción legal o administrativa iniciado con motivo de cuestiones ambientales. Asimismo, la Compañía se encuentra sujeta a la Resolución N° 5/1996 de Secretaría de Energía, Transporte y Comunicaciones, la cual establece las normas y procedimientos para el abandono de pozos de hidrocarburos que deberán cumplimentar los permisionarios de exploración y concesionarios de explotación. Para mayor información, por favor referirse a la Sección "*Normativa Ambiental en la Argentina*" del presente apartado de este Prospecto.

Principales mercados donde la Emisora compite y canales de comercialización

La Compañía comenzó a exportar en el año 2018. Con anterioridad únicamente comercializaba en el mercado interno. La Compañía no tiene una posición dominante en ninguno de los mercados de los cuales participa.



II –FACTORES DE RIESGO

Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, Ud. Debe considerar cuidadosamente los riesgos que se describen a continuación. Los negocios de la Emisora, su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones podrían verse seriamente afectados de manera negativa por cualquiera de estos riesgos. Los riesgos que se describen a continuación son los conocidos por la Emisora y aquellos que actualmente cree que podrían afectarla de manera considerable. Los negocios de la Emisora también podrían verse afectados por riesgos adicionales que actualmente la Emisora no conoce o no considera significativos.

Las operaciones e ingresos de la Emisora están sujetos a riesgos como resultado de cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocios y financieras. Los inversores deberán considerar cuidadosamente estos riesgos.

Riesgos relacionados con Argentina

La liquidez, clientes, negocios y resultados de las operaciones de la Emisora podrían verse afectados negativamente en caso de producirse una crisis financiera global o regional o ante condiciones crediticias y de mercado desfavorables

Los efectos de una crisis financiera global o regional y el eventual impacto en el sistema financiero global podrían tener un efecto negativo sobre los negocios, la situación patrimonial, la capacidad de acceder al crédito o a los mercados de capitales internacionales y los resultados de las operaciones de la Emisora, especialmente en una economía emergente, como es el caso de Argentina. Esta situación se dio en 2008, cuando la crisis económica mundial produjo una abrupta caída en la actividad económica de Argentina a lo largo de 2009, acompañada de presiones inflacionarias, depreciación del peso y una baja en el nivel de confianza de los consumidores e inversores.

En el 2020 comenzó una nueva crisis financiera global como consecuencia del coronavirus (Covid-19), enfermedad que surgió en Wuhan, China, y luego se expandió mundialmente. El *crash* bursátil que comenzó a fines de febrero del 2020 y se intensificó durante marzo, afectó gravemente a todas las bolsas del mundo. De todas maneras, durante el 2022 y hasta la fecha de este Prospecto, el Covid-19 disminuyó significativamente y con fecha 5 de mayo de 2023 la OMS dejó de considerarlo como una emergencia de salud pública de importancia internacional para pasar a ser un problema de salud establecido y persistente.

No es posible predecir cuál sería el efecto de una crisis económica en la Emisora. Una situación económica frágil a nivel mundial o local podría reducir la demanda o una baja en los precios de los hidrocarburos, productos relacionados y petroquímicos, que podría tener un efecto negativo en los ingresos de la Emisora. Factores económicos tales como la inflación, el desempleo, y la no disponibilidad de crédito también podrían tener un efecto adverso significativo sobre la situación patrimonial y resultados operativos de la Emisora. La situación financiera y económica de Argentina o de otros países de América Latina, tales como Brasil, también podrían tener un impacto negativo sobre la Emisora y terceros con quienes la Emisora realiza o pueda realizar negocios. Para mayor información, véase “Factores de Riesgo – La economía argentina sigue siendo vulnerable a las conmociones externas que podrían ser causadas por importantes dificultades económicas de los principales socios comerciales regionales de la Argentina, particularmente Brasil, o por efectos “contagio” más generales. Dichos shocks externos y efectos “contagio” podrían tener un efecto material adverso en el crecimiento económico de Argentina y, en consecuencia, en los resultados de operación y condición financiera de la Emisora”.

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

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



Peso y por consiguiente, la Compañía no podría adquirir los fondos necesarios para hacer frente a sus obligaciones denominadas y vinculadas a la evolución del dólar.

De igual forma, los controles de cambio y las restricciones sobre el ingreso y la salida de capitales y futuros controles de cambio han producido la existencia de cotizaciones de tipo de cambio paralelas. Como consecuencia de la profundización de los controles cambiarios para controlar la caída en las reservas, se amplió considerablemente la diferencia entre el tipo de cambio oficial, que actualmente se utiliza para operaciones comerciales y financieras, y otros tipos de cambio informales que surgieron implícitamente a raíz de ciertas operaciones comúnmente realizadas en el mercado de capitales (dólar “MEP” o “contado con liquidación”), creando una brecha considerable con la cotización oficial al 31 de diciembre de 2022.

La economía argentina sigue siendo vulnerable a las conmociones externas que podrían ser causadas por importantes dificultades económicas de los principales socios comerciales regionales de la Argentina, particularmente Brasil, o por efectos “contagio” más generales. Dichos shocks externos y efectos “contagio” podrían tener un efecto material adverso en el crecimiento económico de Argentina y, en consecuencia, en los resultados de operación y condición financiera de la Emisora.

Aunque las condiciones económicas varían de un país a otro, las percepciones de los inversores sobre los acontecimientos que ocurren en otros países han afectado en el pasado, y pueden seguir afectando sustancialmente, los flujos de capital y las inversiones en valores de emisores de otros países, incluyendo Argentina. Un crecimiento económico débil o negativo de cualquiera de los principales socios comerciales de Argentina, como Brasil, podría afectar adversamente el crecimiento económico de Argentina. La economía argentina es vulnerable a los impactos externos. Por ejemplo, la desaceleración económica, especialmente de los principales socios comerciales de Argentina, condujo a la disminución de las exportaciones argentinas en los últimos años. Específicamente, las fluctuaciones en el precio de los productos vendidos por Argentina y una revaluación significativa del peso frente al dólar podrían perjudicar la competitividad argentina y afectar sus exportaciones. Las reacciones de los inversores internacionales a los acontecimientos que se producen en un mercado a veces demuestran un efecto “contagio” en el que los inversores internacionales desfavorecen a toda una región o clase de inversión. Argentina podría verse negativamente afectada por eventos económicos o financieros negativos en otros países, lo que a su vez podría tener un efecto adverso en la condición financiera y en los resultados operativos de la Compañía.

En el último semestre de 2019 en Latinoamérica, se dieron sorpresas electorales y una serie de estallidos sociales a lo largo de varios países de la región, que generaron inestabilidad e incertidumbre política.

El 2 de octubre de 2022 se celebraron elecciones primarias en el estado de Brasil para ocupar cargos legislativos y ejecutivos en todo el país. Los principales candidatos a obtener la presidencia eran el actual presidente Jair Bolsonaro, por el partido “Por el Bien de Brasil” y el expresidente Luiz Inácio Lula da Silva, por el partido “Brasil de Esperanza”. Si bien las encuestas vaticinaban una victoria del presidente Lula por amplia diferencia, éste se hizo con el 48.43% de los votos, contra el 43.20% de los votos obtenidos por Bolsonaro, lo que derivó en un ballottage. El 30 de octubre de 2022 Lula da Silva obtuvo el 50,90% de los votos, ganando la elección y convirtiéndose en presidente electo, asumiendo el cargo en enero del año 2023.

Luis Alberto Lacalle Pou fue electo nuevo presidente de la República Oriental del Uruguay tras la segunda vuelta celebrada el 24 de noviembre de 2019. La incertidumbre política debido al cambio de partido gobernante puede generar consecuencias negativas para la Argentina, que ve en Uruguay un aliado estratégico.

Desde el mes de octubre de 2019 hasta marzo de 2020, en Chile se realizaron manifestaciones populares que reclamaban, entre otras cosas, la adopción de un cambio en la política económica y la reforma de su constitución nacional. Dichos incidentes generaron importantes daños económicos, una fuerte devaluación del peso chileno, pérdidas de entre 100.000 a 300.000 puestos de trabajo y varias muertes. Con fecha 25 de octubre de 2020 se llevó a cabo un plebiscito cuyo objeto fue determinar si la ciudadanía estaba de acuerdo con iniciar un proceso constituyente para generar una nueva constitución, resultando ganadora la propuesta por modificar la constitución.

El 15 y 16 de mayo de 2021 se llevaron a cabo las elecciones para elegir a los integrantes de la convención encargada de redactar una nueva constitución, en la que los independientes lograron casi un tercio de los puestos, y en las que los partidos políticos tradicionales obtuvieron una representación muy inferior a la esperada. Asimismo, del 21 de noviembre de 2021 se celebraron las elecciones presidenciales. Allí, de manera sorpresiva, los candidatos Gabriel Boric, miembro de la coalición Apruebo Dignidad, y José Antonio Kast, líder del Partido Republicano, lograron imponerse ante sus contendientes más tradicionales en la elección presidencial del pasado 21 de noviembre de 2021. Asimismo, el 19 de diciembre de 2021, luego de las elecciones generales celebradas el 21 de noviembre, el candidato Gabriel Boric, miembro de la coalición de izquierda Apruebo Dignidad, se impuso en el ballotage a José Antonio Kast asumiendo el cargo de Presidente de Chile el 11 marzo de 2022. El Informe de Política Monetaria del Banco Central de Chile, de diciembre de 2022, calculó una inflación anual para 2022 del 12,3%, y prevé que para 2023 la inflación total promediará 6,6%. El informe prevé que el PIB habrá crecido 2,4% en 2022, y caerá entre -1,75 y -0,75% en 2023.

Los mercados financieros y de valores en Argentina también están influenciados por las condiciones económicas y de mercado en otros mercados en todo el mundo. Por ejemplo, la política monetaria de Estados Unidos tiene efectos significativos sobre las entradas de capital y los movimientos de los precios de los activos en las economías de mercados emergentes. Los aumentos en las tasas de interés en Estados Unidos resultan en una apreciación del dólar y la disminución de los precios de las materias primas, lo que puede afectar adversamente a las economías emergentes que dependen de los productos básicos. En enero de 2017 Donald J. Trump asumió el cargo de presidente de los Estados Unidos, y desde su asunción existió incertidumbre sobre la relación futura entre los Estados Unidos y otros países respecto a las políticas comerciales, tratados, regulaciones gubernamentales y aranceles que podrían aplicarse al comercio.

Durante agosto de 2018, un aumento de la inflación y un déficit sostenido en las cuentas corrientes, así como las medidas proteccionistas adoptadas por los Estados Unidos (que incluían la duplicación de los aranceles sobre el acero y el aluminio de Turquía) provocaron un colapso de la lira turca contra el dólar. Tal colapso provocó una ola de ventas de activos de los mercados emergentes y la importante caída en el valor de las acciones de los mercados emergentes, generando un efecto contagio en los mercados internacionales y en varias bolsas de valores del mundo, incluida Argentina.

Adicionalmente, la administración de Trump estableció aranceles sobre ciertos productos que alteraron el entorno de comercio internacional (principalmente sobre China y Turquía) lo que, combinado con el aumento en las tasas de interés de referencia de los Estados Unidos, creó volatilidad adicional en los Estados Unidos y en los mercados internacionales en general, perjudicando especialmente a las economías emergentes y causando depreciaciones en sus monedas frente al dólar. Dentro de las principales economías emergentes afectadas se encuentra Argentina.

El martes 3 de noviembre de 2020 se celebraron las elecciones presidenciales en Estados Unidos, resultando electo Joe Biden, quien asumió la presidencia el 20 de enero de 2021. Existe incertidumbre sobre la relación futura entre los Estados Unidos y otros países respecto a las políticas comerciales, tratados, regulaciones gubernamentales y aranceles que podrían aplicarse al comercio. Sin embargo, Biden ha tomado una postura más moderada desde el punto de vista comercial, a diferencia de la postura del presidente saliente Donald J. Trump. De acuerdo con informes de la Oficina de Estadísticas Laborales de los Estados Unidos, el índice de precios interanual a enero de 2022 fue de 7,5%, lo que la convierte en el índice de inflación más alto desde junio 1982, y del 6,4% a enero de 2023. La Compañía no puede predecir cómo evolucionará la relación con los Estados Unidos, cuál será el efecto que las medidas adoptadas por la actual administración puedan causar en las condiciones económicas globales y la estabilidad de los mercados financieros globales, ni cual podría ser el efecto de una escalada inflacionaria en Estados Unidos sobre la economía mundial.

El 23 de junio de 2016, el Reino Unido votó a favor de la salida de la Unión Europea ("Brexit"). Dicha salida se efectivizó el 1 de febrero de 2020. Los efectos del Brexit son aún inciertos, pero se prevé que a raíz del mismo sea posible observar, entre otras cosas, volatilidad en los mercados financieros. Además, el Brexit podría causar inestabilidad política, legal y económica tanto en la Unión Europea como en el Reino Unido y, consecuentemente,



producir un impacto negativo en el intercambio comercial de Argentina con dichas potencias, afectando al negocio, situación financiera y resultados de operaciones de la Compañía.

La economía argentina es vulnerable a los embates externos que se pueden generar por sucesos adversos que afecten a sus principales socios comerciales. Una caída significativa en el crecimiento económico de cualquiera de los mayores socios comerciales de la Argentina (entre ellos Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos) podría acarrear un impacto adverso sustancial en la balanza comercial de Argentina y afectar en forma adversa el crecimiento económico del país.

Al mismo tiempo, la guerra entre Ucrania y Rusia ha tenido un importante impacto global, causando una alta volatilidad en los precios de los productos primarios. En este sentido, los precios del petróleo, algunos productos agrícolas y metales se han disparado. Sin embargo, los gobiernos de potencias mundiales, tales como el de Estados Unidos, han tomado medidas de emergencia para el control del alza de los precios.

De acuerdo al informe de la compañía estadounidense Morgan Stanley Capital Index (“MSCI”), con vigencia a partir de noviembre de 2022, en su índice bursátil Argentina fue considerada un mercado “standalone”, clasificación que se reserva para aquellos países que tienen barreras de accesibilidad a los inversores extranjeros, tensiones políticas, mercados de capitales pequeños y economías pobres o que carecen de regulaciones adecuadas. En el caso de Argentina, la clasificación como mercado Standalone fue justificada en virtud de que la prolongada severidad de los controles de capital en el mercado de valores de la Argentina no está en línea con los criterios de accesibilidad al índice de Mercados Emergentes de MSCI. De este modo, Argentina quedó fuera de la clasificación de Mercado Emergente que compartía con países como Brasil, Chile, Colombia, México y Perú y pasó a compartir la categoría de Mercados Independientes con países como Jamaica, Panamá, Zimbabue, El Líbano y Palestina.

Como consecuencia de la reclasificación, diversas empresas argentinas sufrieron un impacto negativo en el valor de sus acciones y se espera que tengan, en el futuro, mayores dificultades para obtener financiamiento.

La Compañía no puede garantizar que el sistema financiero y los mercados de valores argentinos no se verán afectados por las políticas que pueden ser adoptadas por los gobiernos de otros países en el futuro o por los acontecimientos en las economías de los países desarrollados o en otros mercados emergentes.

Por último, las reacciones de los inversores internacionales frente a los sucesos que ocurren en un mercado podrían generar un efecto contagio por el cual toda una región o clase de inversiones es desfavorecida por los inversores internacionales. Argentina podría verse afectada negativamente por acontecimientos económicos o financieros adversos ocurridos en otros países, lo que a su vez podría tener un efecto adverso significativo sobre la economía de Argentina y/o sobre los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía, incluyendo la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento.

El conflicto entre Rusia y Ucrania podría continuar generando efectos adversos en la economía global, la economía argentina y en el resultado de las operaciones y condición financiera de la Emisora.

Con fecha 24 de febrero de 2022, el presidente de Rusia, Vladimir Putin, anunció una operación militar en la región del Donbás, en el este de Ucrania, cuyo alcance se extendió a otras regiones del país con el correr de los días.

La invasión recibió una condena internacional generalizada, produciéndose manifestaciones en varias ciudades del mundo. Estados Unidos, Reino Unido y otros países de la Unión Europea impusieron sanciones económicas a Rusia – tales como la exclusión a determinados bancos rusos del sistema financiero SWIFT, restricciones del espacio aéreo, restricciones a la exportación de bienes y tecnología para la refinación de petróleo, entre otras - lo que eventualmente podría afectar el suministro del petróleo proveniente de este país, generar inflación y turbulencias en los mercados.



Como consecuencia de las sanciones económicas impuestas, la bolsa rusa se desplomó, cayendo un 39% el primer día de la invasión y en porcentajes similares los días siguientes, mientras que la operatoria de las bolsas de valores de Moscú y San Petersburgo fue temporalmente suspendida. Adicionalmente, el Banco Central de Rusia anunció sus primeras intervenciones en el mercado desde el 2014, elevó las tasas de interés al 20% y prohibió a los extranjeros liquidar activos en Rusia. El rublo cayó a mínimos históricos y se ordenó que todas las empresas rusas vendiesen el 80% de las reservas de divisas.

Como resultado de la invasión, el precio internacional del trigo alcanzó su valor más alto desde el 2008. Ucrania es el cuarto mayor exportador de maíz y trigo y el mayor exportador mundial de aceite de girasol, con Rusia y Ucrania exportando juntos el 29% del suministro mundial de trigo y el 75% de las exportaciones mundiales de aceite de girasol. El aumento de los precios del trigo ha generado tensión en países como Egipto, que dependen en gran medida de las exportaciones de trigo de Rusia y Ucrania, y ha provocado temores de disturbios sociales. Por otro lado, Rusia es el segundo gran exportador de petróleo en el mundo y el mayor productor de gas natural. Esto llevó a que los precios mundiales del petróleo superen los US\$ 110 por barril, y que el costo del gas natural alcance un nuevo récord en Europa.

Si bien hasta la fecha del presente Prospecto el conflicto tiene carácter regional, el eventual involucramiento de otros países miembros de la Organización del Tratado del Atlántico Norte (“OTAN”) podría resultar en un conflicto transnacional, lo cual podría afectar significativamente la economía mundial y argentina y, por ende, en los resultados de las operaciones de la Emisora.

Asimismo, para la República Argentina, dicho conflicto empeora la situación macro económica en algunos frentes. En primer lugar, el alza generalizada de precios de la energía y de algunos cereales hace que las expectativas inflacionarias mundiales, ya altas por el exceso de emisión monetaria global por la pandemia del Covid-19, conduzca al alza de las tasas de interés en el mundo industrializado, haciendo más difícil y más cara la financiación de las economías fuera del eje del primer mundo. En segundo lugar, las sanciones económicas impuestas a Rusia hacen que materias primas y ciertos insumos producidos por aquel país suban de precio por la escasez en el mundo, encareciendo o entorpeciendo el proceso productivo local.

La volatilidad en el petróleo y los precios de otros productos pueden continuar teniendo un efecto adverso en la economía argentina y nuestro negocio. La concreción de alguno o todos estos riesgos, así como también los acontecimientos que se susciten en los principales socios regionales, incluyendo los países miembros del Mercosur, podrían tener un efecto material negativo en la economía argentina, e, indirectamente, en las operaciones, negocios y resultados de la Emisora, así como en su capacidad de honrar sus deudas, incluyendo las Obligaciones Negociables.

Una mayor escalada del conflicto armado podría conducir a interrupciones en el suministro y mayores costos de energía, entre otros, lo que podría afectar negativamente nuestros resultados de operación. El alcance y la duración de la acción militar, las sanciones y las perturbaciones del mercado resultantes son imposibles de predecir, pero podrían ser sustanciales. Cualquier interrupción de este tipo causada por la acción militar rusa o las sanciones resultantes, puede aumentar el impacto de otros riesgos descritos en este Prospecto y puede generar desafíos operativos y de cumplimiento para la Compañía.

Cualquier caída significativa de la economía Argentina podría afectar de forma adversa los negocios, el resultado de las operaciones y la situación financiera de la Emisora

La economía argentina ha experimentado una gran volatilidad en las últimas décadas, caracterizada por períodos de crecimiento bajo o negativo, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda. El crecimiento económico sustentable de Argentina depende de una multiplicidad de factores, entre ellos, la demanda internacional de exportaciones argentinas, la estabilidad y competitividad del peso frente a las monedas extranjeras, la confianza de



los consumidores e inversores locales y extranjeros, una tasa de inflación estable, los niveles de empleo y las circunstancias de los socios comerciales regionales de Argentina.

La economía argentina presenta las siguientes características:

- De acuerdo a los cálculos revisados del PBI del año 2004, publicados por el INDEC en marzo de 2017, cálculo que forma la base para calcular el PBI real para cada año posterior al 2004, el PBI creció un 2,6% en 2015, disminuyó un 1,8% en 2016, aumentó un 2,9% en 2017, disminuyó un 2,5% en 2018, disminuyó un 2,2% en 2019, disminuyó un 9,9% durante el 2020, aumentó un 10,3% en el 2021 y aumentó un 5,9% en el tercer trimestre del 2022 con relación al mismo período del año anterior.
- El Fondo Monetario Internacional (el “FMI”) en su informe sobre las Perspectivas Económicas Mundiales (*World Economic Outlook*) de octubre de 2022, publicó las expectativas de crecimiento económico para la Argentina estimando 2% en 2023, manteniéndola en 2% en el informe actualizado publicado en enero de 2023.
- los aumentos sostenidos en el gasto público podrían dar lugar a déficits fiscales y afectar el crecimiento económico;
- la inflación sigue siendo alta y podría continuar en esos niveles en el futuro;
- la inversión como porcentaje del PBI es todavía baja para sostener la tasa de crecimiento de las décadas pasadas;
- podrían generarse gran cantidad de protestas o huelgas, como ha sucedido en el pasado. Esto o cualquier evento futuro similar, puede afectar negativamente la estabilidad del entorno político, social y económico y la confianza del mercado financiero mundial en la economía argentina. No podemos garantizar que este tipo de eventos no ocurra en el futuro;
- el suministro de energía o gas natural podría no ser suficiente para abastecer la actividad industrial (limitando así el desarrollo industrial) y el consumo;
- las expectativas económicas del Gobierno Argentino podrían no cumplirse y el proceso de restaurar la confianza en la economía argentina podría tomar más tiempo del esperado;
- el desempleo y el empleo informal siguen siendo altos; y
- las expectativas económicas del Gobierno Argentino podrían no ser alcanzadas y el proceso de recuperación de la confianza en la economía podría llevar más tiempo del anticipado.

La economía argentina también es sensible a los acontecimientos políticos locales. La actual administración enfrentó desde su asunción desafíos en materia macroeconómica, como aquellos relacionados con los intentos por reducir la tasa de inflación, alcanzar un superávit comercial y fiscal, incrementar reservas de divisas del país, preservar el valor del peso y la mejora de la competitividad de la industria argentina, asegurar la estabilidad financiera y controlar el brote del coronavirus (Covid-19), entre otras. Es difícil predecir el impacto de las medidas que el actual gobierno ha adoptado, o de aquellas que podrían tomarse.

No es posible asegurar que una caída en el crecimiento económico, un aumento en la inestabilidad económica o la intensificación de las políticas y medidas económicas adoptadas o que puedan ser adoptadas en el futuro por el Gobierno Argentino para controlar la inflación o abordar otros sucesos macroeconómicos que afecten a entidades del sector privado tales como la Emisora (sucesos éstos sobre los que la Emisora no tiene control) no puedan tener



un efecto adverso sobre los negocios, la situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Emisora o no tengan un impacto negativo en la capacidad de la Emisora de pagar sus deudas a su vencimiento.

Las elecciones presidenciales en Argentina pueden generar incertidumbre en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestros negocios.

Durante el año 2023, se llevará a cabo un proceso electoral a nivel nacional, provincial y local. En este sentido, se realizarán elecciones presidenciales; se elegirá el jefe de gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y de los gobernadores de las 21 provincias; se renovará la mitad de la Cámara de Diputados de la Nación; se renovará un tercio del Senado de la Nación; y habrá elecciones para los cargos de legisladores provinciales, intendentes y concejales municipales. El impacto en el futuro de la economía y la política argentina es incierto, pero es probable que sea material.

En este sentido, con fecha 7 de octubre de 2022, el Fondo Monetario Internacional presentó un informe en el cual advierte que la economía de Argentina presenta riesgos muy elevados que irán en aumento con la cercanía de las elecciones presidenciales de 2023. Menciona que la inflación persistente y el menor crecimiento podría exacerbar el descontento social y debilitar el apoyo político, y esto traería consigo dificultades para implementar las reformas planificadas de subsidios y asistencia social y para asegurar las tasas de renovación de la deuda.

En consecuencia, el alto grado de recambio y/o renovación que podría resultar del proceso electoral puede influir en la capacidad del Congreso Nacional y del Poder Ejecutivo para aplicar nuevas medidas políticas y económicas, y afectar aquellas que se encuentran vigentes, pudiendo traducirse en un efecto negativo sobre la economía argentina y, por ende, traer aparejadas consecuencias desfavorables a los rendimientos de la Emisora.

Un escenario de alta inflación podría tener efectos adversos en la economía argentina

Los potenciales inversores deberán considerar, antes de efectuar su inversión, que no es posible ofrecer garantía alguna de que los acontecimientos futuros en la economía argentina y las políticas gubernamentales y fiscales vinculadas con ellos, no puedan tener un efecto adverso sobre las Obligaciones Negociables.

En el pasado, la inflación ha socavado la economía argentina y la capacidad del Gobierno de estimular el crecimiento económico. Argentina ha experimentado una considerable inflación desde diciembre de 2001, un sustancial incremento acumulado del Índice de Precios al Consumidor ("IPC") y del Índice de Precios Mayoristas ("IPM").

El 8 de enero de 2016, en virtud de los cuestionamientos del FMI, se dictó el Decreto N° 55/2016 del Poder Ejecutivo Nacional, que declara el estado de emergencia administrativa al sistema estadístico nacional y en su órgano rector, el INDEC, hasta el 31 de diciembre de 2016. Luego de declarada la emergencia, el INDEC dejó de publicar datos estadísticos hasta que se finalice un reordenamiento de su estructura técnica y administrativa y pueda suministrar información estadística suficiente y contable.

El INDEC retomó la publicación del IPM para un año completo a partir de 2016. Según los datos publicados por el INDEC, el IPM argentino aumentó un 18,8% en 2017, 73,5% en 2018, 58,5% en 2019, 35,4% en 2020 y 51,3% en 2021, comparado interanualmente. Asimismo, el IPM registró un aumento del 3,7% en enero de 2022 respecto del mes anterior.

Por su parte, según información publicada por el INDEC, el IPC para enero, febrero, marzo, abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre, octubre y noviembre de 2021, fueron del 4,0%, 3,6%, 4,8%, 4,1%, 3,3%, 3,2%, 3,0%, 2,5%, 3,5%, 3,5%, y 2,5% respectivamente, lo que podrá dar lugar a una falta de confianza en la economía argentina y, a su vez, limitar la capacidad de la Compañía de acceder al crédito y al mercado de capitales.



Asimismo, de acuerdo con el INDEC, el índice de inflación nacional fue de 39,2% en 2016 y 24,8% en 2017, 47,6% en 2018, 53,8% en 2019, 36,1% en 2020, 50,9% en 2021 y 94,8% en 2022. Asimismo, el índice precios del consumidor registró un alza mensual de 6,6% en febrero de 2023 y una variación interanual de 102,5%.

El Gobierno Argentino implementó programas para controlar la inflación y controlar los precios de los bienes y servicios esenciales, incluso congelando los precios de los productos de los supermercados, prohibiciones a la exportación de carne y mediante acuerdos de mantenimiento de precios con compañías del sector privado en varias industrias y mercados. Los ajustes del Gobierno Argentino a las tarifas de electricidad y gas, así como el aumento en el precio de los combustibles, han afectado los precios creando una presión inflacionaria adicional.

En línea con el Relevamiento de Expectativas de Mercado correspondiente al mes de septiembre de 2021, el BCRA anunció nuevas metas de inflación para los años 2023 y 2024 del 99,9% y 81,7%, respectivamente. Si los niveles de inflación se mantuvieran o aumentaran en el futuro, el desarrollo de la economía argentina podría verse afectado y el acceso al crédito aún más restringido, y los resultados de nuestras operaciones podrían verse severamente afectados.

Un entorno de alta inflación podría socavar la competitividad de Argentina en el extranjero mediante la dilución de los efectos de la devaluación del Peso, con los mismos efectos negativos sobre el nivel de actividad económica. A su vez, una porción de la deuda argentina es ajustada según el CER, un índice monetario que está estrechamente relacionado con la inflación. Por lo tanto, cualquier aumento considerable de la inflación originaría un aumento de la deuda externa y, en consecuencia, de las obligaciones financieras de la Argentina, lo que podría exacerbar aún más la presión sobre la economía argentina. Asimismo, un entorno de alta inflación también podría socavar temporariamente los resultados de las operaciones de la Compañía como consecuencia del ajuste de precios que refleje el alza de los costos de la Compañía. Además, el retorno a una situación de altos índices de inflación disminuiría la confianza en el sistema bancario en general, lo que limitaría aún más la disponibilidad de créditos nacionales e internacionales para las empresas, hecho que podría afectar de modo adverso la capacidad de la Compañía de financiar entre otras sus necesidades de capital de trabajo en términos favorables. Una alta tasa de inflación podría afectar la economía argentina, su sistema financiero y los márgenes de la Compañía, lo que a su vez podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Compañía y su capacidad de honrar sus deudas, incluyendo las Obligaciones Negociables.

La Emisora podría estar expuesta a fluctuaciones del tipo de cambio

Los resultados de las operaciones de la Emisora se encuentran expuestos a la fluctuación de la moneda por lo cual cualquier devaluación del peso en relación al dólar estadounidense y otras monedas fuertes podría afectar en forma adversa su negocio y los resultados de sus operaciones. En los últimos años, el peso experimentó una rápida devaluación frente a las principales monedas extranjeras, particularmente contra el dólar. Según información sobre los tipos de cambio publicada por Banco de la Nación Argentina, el Peso se depreció un 59% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, de 40,5% a 89%, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, un 22,1% a 41% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, según se considere el tipo de cambio oficial o el promedio de los financieros alternativos, que cobraron relevancia en los últimos meses debido a las restricciones para operar el Mercado Libre de Cambios ("MLC") y un 72,5% en 2022. A la fecha del presente Prospecto, la depreciación acumulada de los primeros dos meses del año 2023 del Peso frente al Dólar, según la información publicada por el BCRA respecto del tipo de cambio oficial, fue de alrededor del 11,28%. En caso de que las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional no resuelvan los desequilibrios inflacionarios estructurales de Argentina, los niveles de inflación pueden continuar o incrementarse y tener un efecto adverso en la economía de Argentina e, indirectamente, en el negocio, situación financiera y resultados de operación de la Compañía. La inflación también puede conducir a un aumento en la deuda de la República, debido a la deuda indexada a la inflación, y tener un efecto adverso en la capacidad de la República de pagar su deuda.

El 1 de septiembre de 2019, se reintrodujeron ciertas restricciones cambiarias al ingreso y egreso de divisas del país con el objeto de, entre otros, 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. La volatilidad, apreciación o depreciación adicional del peso o la reducción de las reservas del BCRA como resultado de la intervención cambiaria podrían afectar negativamente a la economía argentina y la capacidad de la Compañía de cumplir con sus obligaciones de deuda. Para más información sobre las restricciones cambiarias vigentes véase la sección “*Información Adicional — Controles de Cambios*” en este Prospecto.

Por otra parte, una gran apreciación del peso respecto del dólar también presenta riesgos para la economía argentina, entre ellos, la posibilidad de una caída de las exportaciones debido a la pérdida de competitividad externa. Un incremento del valor del peso también podría tener un efecto negativo sobre el crecimiento económico y el empleo, reducir los ingresos del sector público de Argentina derivados del cobro de impuestos en términos reales, y tener un efecto adverso significativo sobre los negocios y la capacidad de la Emisora de pagar sus deudas a su vencimiento como resultado de los efectos globales del debilitamiento de la economía de Argentina.

Las fluctuaciones en el valor del peso también podrían afectar negativamente a la economía argentina, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora. La devaluación del peso podría tener un impacto negativo en la capacidad de ciertas empresas argentinas de atender el servicio de su deuda denominada en moneda extranjera, derivar en alta inflación, reducir sensiblemente los salarios reales, poner en peligro la estabilidad de las empresas cuyo éxito depende de la demanda del mercado interno, entre ellas las compañías de servicios públicos y la industria financiera, y afectar negativamente la capacidad del Gobierno Argentino de cumplir con sus obligaciones de deuda externa.

Asimismo, una devaluación del peso menor a la inflación podría generar un incremento en los costos en US\$ y afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Compañía.

La evolución de la economía argentina depende en gran medida del cumplimiento de los compromisos asumidos con respecto a la deuda pública, incluida la del FMI

Las perspectivas para que las empresas argentinas puedan acceder a los mercados de capitales podrían verse limitadas en términos del volumen de financiación disponible y las condiciones y costo de dicha financiación.

En 2005 y 2010, Argentina realizó ofertas de canje para reestructurar parte de su deuda soberana que se encontraba en default desde finales de 2001. Como resultado de estas ofertas de canje, Argentina reestructuró el 93% de la deuda en cesación de pagos elegible.

En 2014, los tribunales de Nueva York impidieron a Argentina realizar pagos sobre sus bonos emitidos en las ofertas de cambio de 2005 y 2010 a menos que satisficiera los montos adeudados a los tenedores de bonos en incumplimiento. El Gobierno Argentino tomó una serie de medidas destinadas a continuar el servicio de los bonos emitidos en las ofertas de cambio de 2005 y 2010, que tuvieron un éxito limitado. Los acreedores *holdout* continuaron litigando, expandiendo el alcance de los problemas con el objetivo de incluir el pago del Gobierno Argentino sobre la deuda.

La administración de Macri celebró acuerdos con los tenedores de bonos que se encontraban incumplidos cerrando quince años de litigio. El 22 de abril de 2016, Argentina realizó una emisión de bonos del gobierno por US\$ 16.500 millones, de los cuales US\$ 9.300 millones se aplicaron para satisfacer los pagos en virtud de los acuerdos de conciliación alcanzados con los titulares de la deuda en mora. Desde entonces, se han liquidado sustancialmente todos los reclamos pendientes en virtud de los bonos incumplidos.

Además, desde el año 2001 los accionistas extranjeros de algunas compañías argentinas iniciaron reclamos por montos sustanciales ante el CIADI contra Argentina, de conformidad con las reglas de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional. Los demandantes argumentaron que ciertas medidas del Gobierno Argentino tomadas durante la crisis económica de 2001 y 2002 fueron inconsistentes con las normas o



estándares establecidos en varios tratados bilaterales de inversión por los cuales Argentina estaba obligada en ese momento. Hasta la fecha, varias de estas disputas se han solucionado y un número significativo de casos están en proceso o han sido suspendidos temporalmente debido al acuerdo de las partes.

En junio de 2018, el Gobierno Argentino acordó con el FMI el otorgamiento de una línea de crédito *stand-by* (el “SBA”) que le dio a la Argentina acceso a financiamiento. El SBA consistió en un crédito por US\$ 50.000 millones sujeto a ajustes y cumplimiento con ciertos criterios políticos y pautas de desempeño fiscal del Gobierno Argentino. A fines de septiembre de 2018, el Gobierno Argentino llegó a un acuerdo adicional con el FMI, aumentando los recursos disponibles por US\$ 19.000 millones hasta fines de 2019 y elevando el monto total disponible en el marco del programa a US\$ 57.100 millones hasta 2021.

Durante la segunda mitad del año 2019, al no haber habido avances en las tratativas para renegociar la deuda, el riesgo país alcanzó altos niveles. Como consecuencia de esto, con fecha 29 de agosto de 2019, mediante el Decreto Nº 596/2019 (el “Decreto 596”), el Gobierno Argentino anunció su intención de llevar a cabo el reperfilamiento de algunas de sus deudas, las cuales consistían en (i) la extensión de los vencimientos de ciertos bonos de corto plazo emitidos bajo ley argentina, solo aplicable a personas jurídicas, las cuales serían reembolsados en su totalidad en tres cuotas (15% en la fecha de vencimiento original, 25% en el aniversario de tres meses de la fecha de vencimiento original y el 60% restante en el aniversario de seis meses de la fecha de vencimiento original). Las personas 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 argentino 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 extranjeros; y (iv) el comienzo de las conversaciones con el FMI para extender el vencimiento original de sus préstamos, para evitar el riesgo de incumplimiento para 2020 y 2023.

Sin embargo, el 20 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia (“DNU”) Nº 49/2019, que extendió 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, solo válido para personas humanas que adquirieron dichos valores antes del 31 de julio de 2019.

Con respecto a la deuda pública nacional, y de conformidad con el Informe de Política Monetaria del BCRA del mes de febrero de 2020, el Gobierno Nacional se comprometió a restaurar la sostenibilidad de la deuda pública y, por esa razón, la llamada “Ley de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Externa Pública”, de fecha 5 de febrero de 2020, se aprobó en el Congreso Nacional, autorizando al Poder Ejecutivo a llevar adelante las gestiones de la deuda pública y de la restructuración de la deuda soberana Argentina sujeto a la legislación extranjera, con el objetivo de modificar los cronogramas de amortización de intereses y capital. Dicha Ley asimismo autorizó al Ministerio de Economía a emitir nuevos títulos valores de acuerdo con dicho reperfilamiento.

El 11 de febrero de 2020, se publicó en el Boletín Oficial, el Decreto Nº 141/2020 que 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 no alcanzó a las personas humanas quienes al 20 de diciembre de 2019 poseían dichos valores en una cantidad principal de menos de US\$ 20.000.

Mediante la Resolución Nº 11/2020 emitida por el Secretario de Hacienda y el Secretario del Tesoro, de la Nación, se dispuso que la amortización del capital de los Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020, se calcularía al tipo de cambio aplicable en dicha fecha, tal como se define en la Resolución Nº 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 Nº 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



Nº 130/2020, permitiendo a la República Argentina presentar ante la Comisión de Bolsa y Valores de los Estados Unidos una declaración de registro de valores por un monto que no exceda el límite del valor nominal.

Con fecha 6 de abril de 2020 se publicó el Decreto Nº 346/2020 mediante el cual el Gobierno Argentino (i) dispuso el diferimiento de los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de la deuda pública nacional instrumentada mediante títulos denominados en Dólares emitidos bajo ley 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. Asimismo, se exceptuó de dicho diferimiento a ciertos títulos públicos que, por sus características específicas, justifican la razonabilidad de tales excepciones y (ii) se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2020 el Decreto Nº 668/2019 con el fin de ejecutar las acciones secuenciales que permitan alcanzar la sostenibilidad de la deuda pública de manera integral.

El 21 de abril de 2020 el Gobierno Argentino anunció el lanzamiento de un canje de deuda (el “Canje de Deuda Externa”) a los efectos de refinanciar su deuda externa para que resulte sustentable y no comprometa el desarrollo y 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 que fueran emitidos oportunamente bajo los *Indentures* 2005 y 2016 (los “Bonos Elegibles”) por nuevos bonos denominados en Dólares o en Euros con un esquema de amortizaciones periódicas y vencimientos entre el año 2030 y 2047 (los “Nuevos Bonos”) que serían emitidos por el Gobierno Argentino bajo el *Indenture* celebrado en 2016. Según fuera informado por el Ministerio de Economía y conforme la información publicada por el Gobierno Argentino en los organismos de control, el Canje de Deuda Externa implicaba una reducción en la carga de intereses de Argentina del 62% y un alivio en el stock de capital del 5,4%. Dicha propuesta fue prorrogada sucesivas veces, siendo la última prórroga oficializada el día 17 de agosto de 2020 por medio de la Resolución Nº 677/2020 del Ministerio de Economía. Dicha prórroga extendió el plazo para la aceptación de la oferta hasta el 30 de agosto de 2020.

Paralelamente, el 8 de agosto de 2020 se promulgó la Ley Nº 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 Nº 27.556, los títulos elegibles eran los siguientes: 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 133 estadounidenses surgidos de la conversión serán cuatro y tendrían vencimiento en 2030, 2035, 2038 y 2041. Asimismo, habría un nuevo título a 2029, y se incluyó una pesificación opcional por bonos atados a la inflación.

Luego, el 18 de agosto de 2020, y a través de la Resolución Nº 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 Nº 27.556. Finalmente, el 31 de agosto de 2020, el Gobierno Argentino notificó que se había logrado una adhesión del 93,55%, y como consecuencia de las cláusulas de acción colectiva, dichas modificaciones resultan vinculantes para el 99,01% de su valor total, habiendo reestructurado exitosamente esta deuda.

Asimismo, mientras se negociaba la reestructuración, el Gobierno Argentino había anunciado que no abonaría los vencimientos de deuda del 23 de abril de 2020 por la suma de U\$S503 millones, a la espera de un acuerdo en el marco de la reestructuración planteada. Ante la falta de pago del mencionado vencimiento, el 22 de mayo de 2020 Argentina incurrió en un default técnico.

A su vez, entre los días 10 y 20 de noviembre de 2020, un equipo del FMI visitó la República Argentina para iniciar conversaciones formales respecto de la celebración de un nuevo programa para respaldar los planes económicos y financieros de la administración de Alberto Fernández. Según informa el FMI, ambas partes coincidieron en la necesidad de avanzar en la celebración de un programa bajo el Servicio Ampliado del FMI, caracterizado por incluir períodos de reembolso más largos. Sin embargo, tras varios meses sin lograr un acuerdo con el FMI, el Gobierno



Argentino debió efectivizar los correspondientes desembolsos a fines de cancelar capital e intereses en los meses de septiembre, noviembre y diciembre de 2021.

En mayo de 2021, el Presidente Alberto Fernández, junto con el Ministro de Economía Martín Guzmán, se reunieron con las máximas autoridades de los socios del Club de París para solicitar la prórroga de las fechas de vencimiento de la deuda con dicho organismo. Asimismo, el presidente Alberto Fernández se reunió también en mayo, con la directora gerente del FMI, Kristalina Georgieva, por la renegociación de la deuda argentina. En junio de 2021 el Gobierno Argentino llegó a un acuerdo con el Club de París alcanzando el diferimiento de los pagos de las deudas hasta marzo de 2022 e incluye un desembolso a cuenta por US\$ 430 millones que se realizaría en dos cuotas, una por US\$230 millones, que ya fue abonada por Argentina el 28 de julio de 2021, y otra a finales de febrero de 2022, por US\$200 millones.

Con fecha 28 de enero de 2022, el Presidente Alberto Fernández anunció la llegada de un acuerdo con el FMI para la refinanciación del préstamo de más de 44.000 millones de dólares que dicho organismo otorgó al país en 2018. Según lo acordado, el FMI determinó financiar por un período de dos años y medio los 44.000 millones de dólares que la Argentina adeuda. A cambio, la Argentina se comprometió, entre otras cuestiones, a reducir el déficit fiscal al 0,9% del PBI para el 2024. Dicho acuerdo ha sido aprobado por la Cámara de Diputados y la Cámara de Senadores, con fechas 11 de marzo de 2022 y 17 de marzo de 2022, respectivamente. En este sentido, con fecha 18 de marzo de 2022 a través de Decreto Nro. 130/2022, se promulgó la Ley Nro. 27.668 que aprueba las operaciones de crédito público contenidas en el Programa de Facilidades Extendidas a celebrarse entre el Poder Ejecutivo Nacional y el FMI para la cancelación del *acuerdo Stand By* celebrado oportunamente en el año 2018 y para el apoyo presupuestario. Asimismo, con fecha 25 de marzo de 2022, el directorio del FMI aprobó el acuerdo técnico alcanzado con la Argentina. La aprobación de dicho acuerdo despejó la posibilidad de default y disminuyó la presión cambiaria del país.

El 13 de marzo de 2020, el Ministro de Economía dirigió una carta a los miembros del Club de París expresando la decisión de Argentina de posponer hasta el 5 de mayo de 2021 el pago de US\$ 2.100 millones que originalmente vencía el 5 de mayo de 2020, de conformidad con los términos del acuerdo de conciliación que Argentina había alcanzado con los miembros del Club de París el 29 de mayo de 2014 (el "Acuerdo de conciliación del Club de París de 2014"). Además, el 7 de abril de 2020, el Ministro de Economía envió a los miembros del Club de París una propuesta para modificar los términos existentes del Acuerdo de Transacción del Club de París 2014, buscando principalmente una extensión de las fechas de vencimiento y una reducción significativa en la tasa de interés. El 22 de junio de 2021, el Ministro de Economía de Argentina anunció que el gobierno argentino había obtenido un "puente de tiempo" en el marco de las negociaciones del Club de París, evitando así el incumplimiento. El entendimiento dispuso que el gobierno argentino tenía hasta el 31 de marzo de 2022 para llegar a un acuerdo de reestructuración con los miembros del Club de París. El 31 de marzo de 2022, dicho contrato fue prorrogado hasta el 31 de julio de 2022 y, el 31 de mayo de 2022, fue nuevamente prorrogado hasta el 30 de septiembre de 2024. Conforme a los términos de la última prórroga, Argentina podrá realizar reembolsos parciales a los miembros del Club de París antes de la fecha límite de septiembre de 2024, dependiendo de la capacidad fiscal de Argentina y en proporción a los pagos realizados a otros acreedores.

Con fecha 28 de octubre de 2022, el Ministro de Economía, Sergio Massa, anunció un nuevo acuerdo con el Club de París. El acuerdo es una adenda al Acuerdo de conciliación del Club de París de 2014 y reconoce un monto de capital por US\$ 1.971 millones, extendiendo un período de repago de trece cuotas semi-anales, empezando en diciembre de 2022 para cancelarse definitivamente en septiembre de 2028. A su vez, se estableció una mejora en la tasa de interés pasando de pagar un 9% al 3,9% en las primeras tres cuotas, con un aumento paulatino hasta el 4,5%. El perfil de pagos implica una cuota promedio semestral de \$170 millones (capital e intereses incluidos). En los próximos dos años Argentina devolverá un 40% del capital adeudado.

Con la asunción del nuevo Ministro de Economía, Sergio Massa, se consiguieron una serie de revisiones al acuerdo principal suscripto con el FMI. La primera revisión significó un desembolso 4100 millones de Dólares del organismo para la Argentina; la segunda, con fecha 7 de octubre de 2022, autorizó un desembolso inmediato de 3.800 millones de Dólares, mientras que el tercero, con fecha 22 de diciembre de 2022, habilitó un desembolso de casi 6.000



millones de Dólares. En concreto, Argentina recibió 4.500 millones de DEGs (Derechos Especiales de Giro del FMI), que equivalen a una suma cercana a los 6.000 millones de Dólares.

La Compañía no puede predecir si el Gobierno Argentino podrá cumplir con todos los términos del SBA o si logrará renegociar exitosamente esta deuda ni la que sostiene con los tenedores privados de deuda pública. La capacidad del Gobierno Argentino para estabilizar el mercado de divisas, restablecer el crecimiento económico y cumplir con los términos del SBA está sujeta a incertidumbre. La continua depreciación del Peso, el incumplimiento de los términos del SBA y la deuda que el Gobierno mantiene con los tenedores privados de deuda pública podrían tener un efecto adverso importante en la economía de Argentina y, en consecuencia, en los negocios, situación financiera y resultados de las operaciones de la Compañía.

A pesar de que Argentina ha accedido a los mercados internacionales de capital, sigue existiendo el riesgo de que el país no atraiga la inversión extranjera directa y el financiamiento necesario para reiniciar el ciclo de inversión y lograr tasas sostenibles de crecimiento económico. Si se produce ese riesgo, la condición fiscal de Argentina podría verse afectada negativamente, lo que podría llevar a una mayor inflación y socavar la capacidad del Gobierno Argentino para implementar políticas económicas diseñadas para promover el crecimiento. La dificultad de sostener a lo largo del tiempo el crecimiento económico con una estabilidad de precios razonable podría resultar en un episodio renovado de inestabilidad económica.

Además, la Compañía no puede asegurar que una disminución en el crecimiento económico, un aumento en la inestabilidad económica o la expansión de las políticas y medidas económicas adoptadas o que puedan ser adoptadas en el futuro por el Gobierno Argentino para controlar la inflación o abordar otras cuestiones vinculadas a desarrollos macroeconómicos que afecten a las entidades del sector privado, incluida la Compañía, no tengan un efecto adverso sustancial en la economía argentina y, a su vez, en los negocios, resultados de las operaciones y perspectivas de crecimiento de la Compañía.

Ciertos riesgos son inherentes a una inversión en una compañía que opera en una economía de mercado independiente (standalone) como lo es la Argentina

De acuerdo al informe del MSCI en su índice bursátil con vigencia a partir de noviembre de 2021, Argentina es considerada un mercado “standalone”. La inversión en los mercados de estas características conlleva riesgos. Estos riesgos incluyen la inestabilidad política, social y económica que pueden afectar los resultados económicos de la Argentina que se derivan de varios factores, incluyendo los siguientes: (a) altas tasas de interés; (b) los cambios bruscos en los valores de las divisas; (c) altos niveles de inflación; (d) control de cambios y capital; (e) controles de salarios y precios; (f) regulaciones para importar equipos y otras necesidades relevantes para las operaciones; (g) los cambios en las políticas económicas o fiscales, y (h) las tensiones políticas y sociales.

Las condiciones económicas y de mercado en Argentina, influyen en el mercado de valores emitidos por empresas argentinas. Asimismo, la volatilidad en los mercados de valores en América Latina y en otros mercados emergentes y “standalone”, así como los aumentos potenciales en las tasas de interés en los Estados Unidos y otros países desarrollados, pueden tener un impacto negativo en el valor de negociación de los valores negociables y en la capacidad y los términos en los que la Compañía puede acceder a los mercados de capitales internacionales.

La Compañía no puede asegurar que ninguno de los factores enumerados anteriormente y la percepción de riesgo en Argentina y otros mercados puedan no tener un efecto material adverso en su capacidad para reunir capital, incluida su capacidad de refinanciar eventualmente pasivos, lo que podría afectar negativamente sus planes de inversión y consecuentemente su condición financiera y resultados de operación, teniendo también un impacto negativo en los valores negociados. La Compañía no puede garantizar el posible impacto adverso de los factores discutidos anteriormente en la situación financiera y/o resultados de operaciones.



Las empresas argentinas podrían estar sujetas a nuevas regulaciones cambiarias y de capitales

En el pasado, la Argentina ha establecido, controles cambiarios y restricciones a la transferencia de fondos al exterior que limitaron sustancialmente la capacidad de las empresas de conservar divisas o de realizar pagos al exterior. A partir de 2011, nuevos controles cambiarios fueron impuestos que limitaron las compras de moneda extranjera y la transferencia de divisas al exterior.

En diciembre de 2015, las nuevas autoridades del Gobierno Nacional decidieron eliminar ciertos controles cambiarios impuestos por los gobiernos previos, tales como (i) la obligación de ingreso y liquidación de divisas al mercado de cambio local para operaciones de financiamiento en el exterior, y (ii) la inmovilización de fondos del 30% de fondos en dólares conforme al Decreto N° 616/2005. Adicionalmente, en mayo de 2017 a través de la Comunicación “A” 6244 del BCRA, se dejó sin efecto todas las normas que reglamentaban la operatoria cambiaria, la posición general de cambios y las disposiciones adoptadas por el Decreto N° 616/2005, manteniendo únicamente su vigencia las normas vinculadas con regímenes informativos, relevamientos o seguimientos relacionados con dichos tópicos.

Actualmente, existen en Argentina restricciones que afectan el acceso al MLC por parte de las empresas para, entre otras cosas, adquirir y atesorar moneda extranjera, transferir fondos fuera de la Argentina, realizar pagos al exterior y otras operaciones, requiriéndose en muchos casos la aprobación previa del BCRA. Como consecuencia de la profundización de los controles cambiarios y del nivel de reservas de divisas en el BCRA, la diferencia entre el tipo de cambio oficial que se opera a través del MLC, y que actualmente se utiliza para operaciones comerciales y financieras, y otros tipos de cambio alternativos que surgieron implícitamente como resultado de operaciones comúnmente realizadas en el mercado de capitales perseguido para acceder a divisas (dólar “MEP” o “contado con liquidación”), se ha incrementado durante 2021 y 2022, creando un diferencial de aproximadamente 102,76% con el tipo de cambio oficial al 31 de diciembre de 2021 y 65% al 31 de diciembre de 2022.

Asimismo, en virtud de lo establecido por el Decreto N° 609 de fecha 1 de septiembre de 2019, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6770 y modificatorias, mediante las cuales se reintrodujeron controles cambiarios y se adecuó la normativa cambiaria.

El impacto que la normativa cambiaria podría tener en la política y la economía argentina es incierto. Esta incertidumbre también puede tener un efecto adverso importante en la economía de Argentina. Para más información sobre las restricciones cambiarias, véase “*Información adicional – Controles de Cambio*” en este Prospecto.

No es posible prever el impacto de los controles cambiarios, ni tampoco durante cuánto tiempo permanecerán vigentes. Tampoco es dable prever si en un futuro la reglamentación cambiaria se tornará más restrictiva. Las regulaciones cambiarias y de capitales podrían afectar adversamente la condición financiera o los resultados de las operaciones de la Compañía y su capacidad para cumplir con sus obligaciones en moneda extranjera y ejecutar sus planes de financiación y de inversión.

Las operaciones y el negocio de la Compañía podrían verse afectadas por la incorporación de restricciones a la importación de productos

En febrero de 2011, el entonces Ministerio de Industria de la Nación dictó la Resolución N° 45/11 por medio de la cual, entre otros temas, resolvió extender la aplicación del sistema de licencias no automáticas respecto de la importación de productos que el Ministerio de Industria considera que son de lujo o que compiten de manera desleal con la producción local en el entendimiento de que dicha producción nacional era capaz de satisfacer la demanda interna. Con fecha 25 de enero de 2013 y por medio del Decreto 11/13, el Ministerio de Economía derogó la Resolución N° 45/11 poniendo fin al mecanismo que obligaba a los importadores a tramitar un certificado de autorización para ingresar ciertos productos al país.



El 8 de enero de 2020, la Secretaría de Industria, Economía del Conocimiento y Gestión Comercial Externa del Ministerio de Desarrollo Productivo emitió la Resolución (SIECGCE) N° 1/20 (i) incorporó nuevas partidas arancelarias que deberán tramitar licencias no automáticas (“LNA”), (ii) modificó los formularios para la solicitud de licencias de importación, (iii) disminuyó la tolerancia en el valor FOB unitario de las mercancías sujetas a la tramitación de LNA, (iv) disminuyó el plazo de validez de la LNA de 180 a 90 días contados a partir de su aprobación en el SIMI, (v) amplió el alcance de las importaciones de mercaderías al territorio de la Isla Grande de la Tierra del Fuego (exceptuando los productos provenientes del territorio continental), y (vi) estableció como autoridad de aplicación a la Subsecretaría de Política y Gestión Comercial de la Secretaría de Industria, Economía del Conocimiento y Gestión Comercial Externa.

A la fecha del presente Prospecto, la Emisora no puede garantizar que en el futuro no se adopten medidas similares a las adoptadas mediante que puedan repercutir sobre los bienes que utiliza la Compañía como insumos, causando a la Sociedad un efecto adverso en su situación patrimonial, económica, financiera o de otro tipo, en sus resultados, operaciones, negocios y/o en su capacidad de cumplir con sus obligaciones en general.

Los costos operativos de las empresas podrían incrementarse como consecuencia del impulso o adopción de ciertas medidas por parte del Gobierno Argentino, así como por presiones de sectores sindicales

En diversas oportunidades, el Gobierno Nacional impulsó y adoptó leyes y convenios colectivos de trabajo que imponían a los empleadores del sector privado la obligación de mantener ciertos niveles salariales y brindar beneficios adicionales a sus empleados. Los empleadores han sido objeto de una fuerte presión de parte de sus empleados y de los sindicatos para otorgar aumentos salariales y otros beneficios.

Es posible que en el futuro el Gobierno Argentino dicte medidas que determinen incrementos en el salario mínimo, vital y móvil y/o en beneficios, indemnizaciones u otros costos laborales que los empleadores deban afrontar. Todo incremento salarial y/o de cualquier otro costo laboral podría redundar en una suba de costos y una disminución de los resultados de las operaciones de la Compañía.

El hecho de no abordar adecuadamente los riesgos reales y percibidos de deterioro institucional y corrupción puede afectar adversamente la economía y la situación financiera de Argentina

La falta de un marco institucional sólido y transparente para los contratos con el Gobierno Argentino y sus agencias y las acusaciones de corrupción han afectado y continúan afectando a Argentina. Argentina se ubicó en el puesto 78 de 180 en el Índice de Percepción de la Corrupción de 2020 de Transparencia Internacional y 127 de 190 en el informe “Haciendo Negocios 2020” del Banco Mundial.

A la fecha de este Prospecto, hay varias investigaciones en curso sobre denuncias de lavado de dinero y corrupción que está llevando a cabo la Fiscalía Federal de Argentina, incluida la investigación más grande, conocida como “Los Cuadernos de las Coimas” que han impactado negativamente en la economía y en el ambiente político argentino. Dependiendo de los resultados dicha investigaciones y del tiempo que lleve concluir las, las compañías involucradas podrían enfrentar entre otras consecuencias, una disminución de su calificación crediticia, ser objeto de demanda por parte de inversores en su patrimonio y títulos de deuda, así como experimentar restricciones al financiamiento a través del mercado de capitales, lo cual probablemente produzca una reducción en sus ingresos. Adicionalmente, la evolución de las causas para las empresas involucradas en la causa de los cuadernos podría determinar la imposibilidad de prestar servicios o el establecimiento de ciertas restricciones, conforme los estándares requeridos por los clientes en sus políticas y procedimientos internos para dichas empresas. Estos efectos negativos podrían obstaculizar la capacidad de esas compañías para cumplir sus actividades operativas y obligaciones financieras. Atento a lo mencionado anteriormente, el número de proveedores disponibles para las operaciones de la Compañía podría verse afectado y, como tal, tener un impacto en su actividad y sus resultados.

Adicionalmente, con fecha 12 de enero de 2023 el Poder Ejecutivo Nacional decretó el temario de sesiones extraordinarias del Congreso Nacional incorporando, entre otros temas, un proyecto de reforma de composición de la Corte Suprema de Justicia de la Nación a fin de incrementar el número de sus ministros. Seguidamente, en febrero



de 2023 la Comisión de Juicio Político de la Cámara de Diputados aprobó la admisibilidad de los expedientes que se tramitan contra los integrantes actuales de la Corte Suprema de Justicia de la Nación y la apertura del sumario correspondiente a cada uno de sus miembros, lo cual fue aprobado por la mencionada comisión con 16 votos a favor y 15 votos en contra. Si bien la procedencia del juicio político es incierta, dicha situación continúa exacerbando el desequilibrio institucional de la Argentina, generando un impacto negativo en la política y en la economía del país.

Reconociendo que el hecho de no abordar estos temas podría aumentar el riesgo de inestabilidad política, distorsionar los procesos de toma de decisiones y afectar negativamente la reputación internacional de Argentina y su capacidad para atraer inversiones extranjeras, el Gobierno Nacional anunció varias medidas destinadas a fortalecer las instituciones argentinas y reducir la corrupción. Estas medidas incluyen la reducción de sentencias penales a cambio de la cooperación con el gobierno en investigaciones de corrupción, un mayor acceso a la información pública, la incautación de bienes de funcionarios corruptos, el aumento de los poderes de la Oficina Anticorrupción y la presentación de un proyecto para una nueva ley de ética pública, entre otros. La capacidad del gobierno para implementar estas iniciativas es incierta, ya que estaría sujeto a una revisión independiente por parte del poder judicial, así como al apoyo legislativo de los partidos de la oposición.

La Compañía no puede garantizar que la implementación de estas medidas por parte del Gobierno Argentino tendrá éxito en detener el deterioro institucional y la corrupción ni los efectos que las investigaciones de los cuadernos podrían tener en la economía argentina.

La emisión de Obligaciones Negociables bajo el Programa en UVA podría verse cuestionada.

El Poder Ejecutivo Nacional puede emitir DNU de acuerdo con, y sujeto a, las limitaciones previstas en el artículo 99, inciso 3 de la Constitución Nacional. Conforme lo dispuesto por la Ley N°26.122, la Comisión Bicameral Permanente debe expedirse acerca de la validez o invalidez de los DNU, pronunciándose sobre la adecuación de estos a los requisitos formales y sustanciales establecidos constitucionalmente para su dictado, y elevar el dictamen al plenario de cada Cámara Legislativa para su expreso tratamiento. En consecuencia, los DNU son plenamente válidos en tanto no se produzca su rechazo expreso por ambas Cámaras Legislativas. A la fecha del presente Prospecto, la Comisión Bicameral Permanente no ha emitido dictamen sobre la validez o invalidez del DNU N° 146/2017 (el "DNU 146/17").

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en UVA, y en su caso, serán emitidas en el marco del DNU 146/17, que estableció que los valores negociables con o sin oferta pública por plazos no inferiores a dos años, están exceptuados de lo dispuesto en los artículos 7 y 10 de la Ley N° 23.928 que prohíbe la actualización monetaria o indexación. En caso que dicho Decreto 146/17 fuese rechazado por ambas Cámaras Legislativas según se detalla más arriba, o por cualquier motivo se deje sin efecto o no se reconozca como válido, dicha circunstancia podría afectar la validez de la actualización de las Obligaciones Negociables sobre la base de actualizar el valor de las mismas por el CER y denominarlas en UVA.

Por otro lado, en caso que conforme con los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables resultare aplicable un índice sustituto en reemplazo de las UVA, dicho índice sustituto podrá ser aplicado en la medida que ello esté permitido por la normativa vigente, y, de aplicarse, podría resultar en un valor distinto del que hubiera resultado en caso de la aplicación de las UVA.

Asimismo, se deja expresado que la emisión de Obligaciones Negociables denominadas en UVA se trata de una operación ajustable por un índice que refleja la evolución de los precios, que el referido ajuste actualmente se calcula a través el CER y se expresa en UVAs, cuyo valor diario se publica actualmente en el sitio del BCRA, y que los efectos de la inflación o evolución de los precios tendrán correlación en las sumas adeudadas por la Emisora.

En el futuro estos índices pueden variar tanto en su contenido como en su forma de cálculo, lo que podrá incidir en la forma de ajustar las sumas adeudadas por la Compañía, y también el monto de intereses a pagar ya que se calcularán sobre un importe que se ajusta en su valor. En tal sentido, los procesos inflacionarios de la Argentina a lo largo del tiempo muestran que es posible que la inflación alcance niveles elevados.

La intervención gubernamental puede afectar negativamente a la economía argentina y por ende a los negocios y resultados de operaciones de la Compañía

En el pasado, el Gobierno Argentino intervino en forma directa en la economía, a través de la implementación de medidas de expropiación y nacionalización, controles de precios y control de cambios, entre otros.

A partir de diciembre de 2001, el Gobierno Argentino impuso una serie de medidas de control monetario y cambiario en un intento por evitar la fuga de capitales y una mayor depreciación del peso (tales como restricciones a la libre disposición de los fondos depositados en los bancos, el cambio de moneda argentina a moneda extranjera y la transferencia de fondos al exterior sin la aprobación previa del BCRA).

A su vez, la administración de Fernández de Kirchner, desde 2011 hasta 2015, a través de una combinación de regulaciones cambiarias e impositivas, redujo significativamente el acceso al mercado de divisas por parte de individuos y entidades del sector privado. En respuesta, se desarrolló un mercado comercial no oficial del dólar, resultando en una diferencia sustancial entre el tipo de cambio del dólar en dicho mercado y el tipo de cambio oficial.

Además, históricamente el Gobierno Argentino adoptó medidas para controlar directa o indirectamente el acceso de empresas e individuos privados al comercio exterior y a los mercados de divisas, como la restricción al libre acceso y la obligación de repatriar y liquidar en el mercado cambiario local todos los ingresos en moneda extranjera obtenidos de las exportaciones. Este tipo de reglamentaciones podría impedir o limitar a la Compañía para compensar el riesgo derivado de la exposición al dólar. Para más información sobre las restricciones cambiarias, véase *“Información adicional – Controles de Cambio”*.

Al inicio de la administración del expresidente Macri, el Gobierno Nacional eliminó todas las restricciones cambiarias que fueron implementadas por la administración de Fernández de Kirchner. Sin embargo, el 1 de septiembre de 2019, el Gobierno Argentino reintrodujo 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. A la fecha del presente Prospecto, dichas restricciones cambiarias se mantienen en vigencia, y la Compañía no puede asegurar que el Gobierno Argentino no introducirá nuevas restricciones ni endurecerá las restricciones vigentes.

El 9 de junio de 2020, el Gobierno Argentino dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia 522/2020, en virtud del cual dispuso la intervención por un plazo de 60 días de una compañía privada que se encontraba en proceso de concurso preventivo en el marco de la Ley N° 24.522, así como el desplazamiento de los integrantes del directorio de dicha compañía. El 19 de junio de 2020 el juez civil y comercial de Reconquista, Provincia de Santa Fe, dispuso que los miembros del directorio de esa compañía volvieran a ocupar sus cargos, y desplazó al interventor, imponiéndole el carácter de veedor. Asimismo, este juez se declaró incompetente para resolver acerca del planteo de inconstitucionalidad del Decreto de Necesidad y Urgencia 522/2020. Es posible que en el futuro el Gobierno Argentino vuelva a intentar disponer la intervención de ésta o de otras empresas, así como la expropiación de compañías privadas. La Compañía no puede garantizar que el Gobierno Argentino no intentará intervenir y/o expropiar a la Sociedad, y tampoco puede predecir los efectos que la eventual intervención y/o expropiación de otras compañías, particularmente compañías del sector energético, pueda tener sobre la condición financiera de la Compañía, los resultados de sus operaciones y sus perspectivas de crecimiento. Con fecha 31 de julio del 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia 636/2020, derogando la intervención transitoria de la sociedad dispuesta por el DNU 522/2020, estimando oportuno dejar sin efecto aquella decisión, concentrando la labor del Estado en la recuperación de los activos que se encontrasen en riesgo y colaborando con la justicia para esclarecer las eventuales responsabilidades civiles, comerciales y penales de quienes hubieran llevado al grupo empresario a tal situación o hubieran colaborado en ello.

Adicionalmente, con fecha 21 de marzo de 2023 el Gobierno Argentino anunció la intervención administrativa del control y fiscalización de la Empresa Distribuidora Sur S.A. (EDESUR) por el plazo de 180 días tras los masivos cortes del servicio de electricidad que se produjeron en los meses de febrero y marzo de 2023. Dicha intervención fue

aprobada por la Resolución N° 307/2023 del ENRE, por medio de la cual se designó al interventor que fiscalizará los actos de administración y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio de distribución de energía, y se habilitó a la Ciudad de Buenos Aires y a la Provincia de Buenos Aires a designar a sus representantes en el proceso.

En el futuro, el Gobierno Argentino podría introducir nuevos controles cambiarios y/o endurecer los controles ya existentes, imponer restricciones a las transferencias al exterior, restricciones al movimiento de capitales o tomar otras medidas en respuesta a la fuga de capitales o una depreciación significativa del peso, lo que podría limitar la capacidad de la Compañía de acceder a los mercados internacionales de capital. Tales medidas podrían generar tensiones políticas y sociales y socavar las finanzas públicas del Gobierno Argentino, como ha ocurrido en el pasado, lo que podría tener un efecto adverso en la actividad económica en Argentina y, en consecuencia, afectar negativamente el negocio de la Compañía y los resultados de sus operaciones.

No es posible predecir el impacto de las medidas que el Gobierno ha adoptado, o de aquellas que podrían adoptarse, incluidas las medidas relacionadas con el sector en el cual la Emisora desarrolla sus actividades.

Asimismo, la Compañía no puede garantizar que las medidas que puedan ser adoptadas por el Gobierno Argentino, como expropiación, nacionalización, renegociación forzosa o modificación de contratos existentes, cambios en leyes, regulaciones y políticas que afecten impuestos, comercio exterior e inversiones, restricciones a las transferencias al exterior o al movimiento de capitales, o devaluación significativa del peso, no tendrán un efecto material adverso en la economía argentina y, como consecuencia, afectarán adversamente la condición financiera de la Compañía o los resultados de sus operaciones.

Un brote de enfermedad o amenaza de salud pública similar, como el surgimiento del Coronavirus (Covid-19) afecta y podría seguir afectando a la Argentina y a la Compañía.

A fines de 2019, la Organización Mundial de la Salud (“OMS”) tomó conocimiento del surgimiento de una enfermedad originada en Wuhan, China, luego expandida mundialmente, generada por el virus SARS-CoV-2 denominada coronavirus (Covid-19). El 11 de marzo de 2020 la OMS declaró al Covid-19 una pandemia. Tanto el Gobierno Nacional como otros gobiernos adoptaron diversas medidas a fin de combatir la propagación del virus, incluyendo el establecimiento de cuarentenas, aislamientos, distanciamientos, controles y testeos en aeropuertos y otros centros de transporte, cierre de fronteras, suspensión de otorgamiento de visados, suspensión de eventos deportivos, cierre de instituciones tanto públicas como privadas, restricciones de acceso a museos y atracciones turísticas, y limitaciones al contacto entre las personas y la circulación, entre muchas otras.

Siguiendo esta línea de recaudos, el 12 de marzo de 2020, el Gobierno Nacional emitió el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 260/2020, en virtud del cual se estableció, entre otras medidas, la emergencia sanitaria por el período de un año a partir de la entrada en vigencia del decreto, actualmente prorrogada por medio del Decreto 863/2022 hasta el 31 de diciembre de 2023.

El COVID-19 ha afectado significativamente las condiciones económicas en Argentina y en el resto del mundo, y podría continuar afectando dichas condiciones durante el 2023 y en años futuros. Tanto la pandemia de COVID-19, como eventuales medidas a ser implementadas por el Gobierno Federal para mitigar sus efectos, podrían afectar nuestro negocio, situación financiera y resultados de operación. Variantes o cepas adicionales de COVID-19, o un brote de otra pandemia, enfermedad o amenaza similar para la salud pública podrían tener efectos adversos significativos en las condiciones económicas, financieras y comerciales globales, lo que podría afectar material y adversamente nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones.

El 5 de mayo de 2023 la OMS declaró que el COVID-19 ya no constituye una emergencia de salud pública de importancia internacional. No obstante, anunció que el mismo continúa siendo una amenaza para la salud mundial y un problema de salud establecido y persistente, debiendo los países integrar las actividades de vigilancia y respuesta al COVID-19 en los programas de salud regulares.



Sin perjuicio de que a la fecha de los últimos estados financieros publicados al 31 de diciembre de 2022, y con posterioridad a los mismos, la Emisora no se ha visto significativamente afectada por las consecuencias del impacto del COVID-19, la gravedad de un nuevo brote y de sus variantes es incierta, y por lo tanto no podemos predecir el impacto que éste y las eventuales regulaciones económicas, fiscales y legislativas que se adopten en consecuencia podrían tener en el mundo, la economía argentina, los mercados financieros, el sector financiero y, en consecuencia, en la Sociedad.

Ciertas medidas del Gobierno Argentino, como los reclamos de los trabajadores de la Sociedad, podrían generar presiones para otorgar aumentos de sueldos y/o nuevos beneficios, todo lo cual aumentaría los costos operativos de la Compañía

En el pasado el Gobierno Nacional promulgó leyes y sancionó reglamentos y decretos que obligaron a las empresas del sector privado a mantener ciertos niveles salariales y a proporcionar determinados beneficios a sus empleados. Asimismo, tanto los empleadores del sector público como del sector privado experimentaron una fuerte presión por parte de sus trabajadores y/u organizaciones sindicales que los nuclean para aumentar salarios y beneficios de los trabajadores. Otro mecanismo de presión se vincula con la solicitud de contratación de empleados que antes eran contratistas, aumentando el costo laboral y afectando el costo de su trabajo.

Recientemente, en el marco de la inestabilidad económica, política y social imperante en la Argentina, se sancionó la Ley N° 27.555 (la “Ley de Teletrabajo”). 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 trabajen en 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 entró en vigencia el 1 de abril de 2021.

Es posible que el Gobierno Nacional adopte nuevas medidas que obliguen a otorgar aumentos de sueldos y/o beneficios adicionales a los trabajadores y/o que los empleados y/o las organizaciones sindicales ejerzan presión para obtener dichos aumentos y que los mismos no sean rápidamente reconocidos en los precios de energía y potencia. Esta situación podría tener un efecto adverso en la situación patrimonial y financiera de la Compañía. No obstante, considerando la estructura de la Compañía, la cual posee un número reducido de empleados, este riesgo se encuentra parcialmente mitigado.

Los cambios en las leyes tributarias argentinas pueden afectar negativamente los resultados de nuestras operaciones, la condición financiera y los flujos de efectivo

El 29 de diciembre de 2017, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 27.430, que redujo la tasa del impuesto a las ganancias corporativas de 35% a 30% para los años fiscales que comiencen en o después del 1 de enero de 2018 y 25% para los años fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2020. Adicionalmente, la distribución de dividendos está sujeta a una tasa impositiva del 7% relacionada con los resultados financieros de los años fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y una tasa impositiva del 13% para la distribución de dividendos relacionados con los resultados financieros de los años fiscales a partir del 1 de enero de 2020 o después. El 23 de diciembre de 2019, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 27.541 que declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y delegó poderes legislativos al Poder Ejecutivo Nacional. Hasta el 31 de diciembre de 2020, de acuerdo con la Ley N° 27.541, las tasas del impuesto sobre la renta corporativa y los dividendos para 2021 son del 30% y 7%, respectivamente. El 2 de junio de 2021 el Congreso Nacional sancionó la Ley N° 27.630, modificatoria de la Ley de Impuestos a las Ganancias, mediante la que se determinaron nuevas alícuotas sobre las ganancias netas imponibles de las sociedades de capital, las nuevas alícuotas son de 25%, 30% y 35% dependiendo de la ganancia neta imponible acumulada, Asimismo, la mencionada ley mantiene la alícuota del 7% sobre los dividendos de personas físicas. Posteriormente, por medio de



la Ley N° 27.702, publicada en el Boletín Oficial con fecha 30/11/2022, se prorroga hasta el 31 de diciembre de 2027, la vigencia del Impuesto a las Ganancias, del Impuesto sobre los Bienes Personales y del Impuesto a los Débitos y Créditos en cuentas bancarias. Estas modificaciones surten efecto para los ejercicios fiscales o años fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021, inclusive. Véase *“Información adicional – Carga Tributaria”*. No podemos asegurar que el Gobierno Argentino o cualquiera de sus divisiones políticas, o el Congreso argentino, no adoptarán cambios y reformas adicionales en materia tributaria, ni que estas reformas y las que puedan adoptarse en el futuro no afectarán adversamente nuestro negocio, resultados de operación o condición financiera.

Riesgos relacionados con la Emisora

La Emisora es parte de un sector que emplea una amplia fuerza de trabajo sindicalizado y ello podría tener un efecto adverso significativo sobre su negocio

Si bien la Emisora no posee empleados directos afiliados a sindicatos, muchas de las operaciones de la Compañía son altamente intensivas en mano de obra y requieren una gran cantidad de trabajadores, estando la mayoría de los sectores en los que opera la Compañía sindicalizados. Aunque las relaciones del sector con los sindicatos han sido históricamente estables, no se puede garantizar que la Compañía no experimentará ceses de actividades o huelgas en el futuro, lo que podría tener un efecto adverso significativo en las actividades e ingresos de la Emisora.

Un hecho de ciberseguridad, como puede ser un ciberataque podría afectar adversamente el negocio, la situación patrimonial, los resultados de las operaciones y el flujo de efectivo de la Emisora

La Emisora depende del funcionamiento eficiente e ininterrumpido del procesamiento de datos de internet, de las redes y plataformas de comunicación e intercambio de información, incluyendo los sistemas relacionados con el negocio. En general, los riesgos de seguridad de la información han aumentado en los últimos años como resultado de la proliferación de las nuevas tecnologías y una mayor sofisticación y actividades de ciberataques. Parte de los negocios de la Emisora, implican la conexión a más equipos y sistemas a internet. La Emisora podría enfrentarse a un mayor riesgo de incidentes de ciberseguridad, tales como robos de computadoras, fraude, “phishing”, robo de identidad y otras interrupciones que podrían afectar negativamente la seguridad de la información que se almacena y transmite a través de los sistemas informáticos y la red de la Emisora. En caso de que se produjera un ciberataque, la Emisora podría experimentar una interrupción de sus operaciones comerciales, daños materiales y el robo de información de clientes; una pérdida sustancial de ingresos, sufrir costos de respuesta y otras pérdidas económicas; y podría quedar sujeta a una mayor regulación y litigios afectando asimismo su reputación.

Además, los planes de contingencia existentes podrían no ser suficientes para cubrir los pasivos asociados con cualquiera de tales eventos y, por lo tanto, la cobertura de seguro podría considerarse inadecuada, lo que nos impediría recibir una compensación completa por las pérdidas sufridas como resultado de dicha interrupción. Aunque es intención de la Compañía continuar implementando dispositivos de tecnología de seguridad y establecer procedimientos operativos para evitar interrupciones como resultado de los incidentes de ciberseguridad y para contrarrestar los efectos negativos de dichos incidentes, es posible que los sistemas actuales y futuros sean vulnerables y que las medidas de seguridad no sean exitosas. De acuerdo con lo anterior, los hechos de ciberseguridad representan un riesgo material para la Compañía y un ciberataque podría afectar adversamente el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

Las operaciones de la Emisora podrían provocar riesgos ambientales y cualquier cambio en las leyes ambientales podría aumentar sus costos operativos

Las operaciones de la Emisora están sujetas a riesgos ambientales que podrían surgir en forma inesperada y originar efectos adversos significativos en los resultados de sus operaciones y su situación financiera. Además, el acaecimiento de cualquiera de estos riesgos podría derivar en lesiones personales, pérdida de vidas, daños ambientales, gastos de recomposición y reparación, daños en equipos y responsabilidad en procesos civiles, administrativos y penales. La Emisora no puede asegurar que no incurrirá en costos adicionales en relación a

cuestiones ambientales en el futuro, lo cual podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones y su situación financiera. Además, no puede asegurar que la cobertura de seguro con la que cuenta sea suficiente para cubrir las pérdidas que potencialmente podrían surgir de estos riesgos ambientales.

Asimismo, la Emisora está alcanzada por un amplio compendio normativo sobre legislación ambiental. Las autoridades locales, provinciales y nacionales de la Argentina podrían implementar nuevas leyes y reglamentaciones ambientales y ello puede requerir que la Emisora incurra en mayores costos para dar cumplimiento a dichas normas. La imposición de requisitos regulatorios y de permisos más estrictos en relación con estas prácticas en la Argentina podría aumentar significativamente los costos de las actividades de la Compañía.

La Emisora no puede predecir los efectos generales de la implementación de nuevas leyes y reglamentaciones ambientales sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones, lo que podría afectar a la Compañía en su capacidad de pagar sus deudas a su vencimiento.

Riesgo de insuficiencia de la cobertura de seguros

Si bien la Emisora considera que su cobertura de seguro es consistente con los estándares internacionales de la industria de su actividad, no puede garantizarse la existencia o suficiencia de una cobertura de riesgo por cualquier riesgo o pérdida en particular. Si se produjera un accidente o cualquier otro hecho que no estuviera cubierto por las actuales pólizas de seguro, la Sociedad podría experimentar pérdidas sustanciales, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre las ganancias netas o la situación patrimonial general de la Emisora. La Emisora no puede garantizar que una insuficiencia en sus pólizas de seguro no tendrá un efecto adverso sobre la misma o que un aumento de los costos de los programas de seguros no afecten su situación patrimonial.

La Emisora puede estar expuesta a litigios y/o procedimientos administrativos significativos que pueden afectar adversamente sus operaciones

En el curso habitual de los negocios, la Emisora celebra contratos con terceras personas. Si bien actualmente la Emisora no tiene litigios o procedimientos administrativos significativos, los litigios y/o procedimientos administrativos son impredecibles por naturaleza y, en ocasiones, las sentencias que se dictan son excesivas. Los resultados desfavorables de acciones legales o investigaciones pueden representar daños monetarios significativos, lo que incluye el pago de indemnizaciones y/u otros conceptos resarcitorios, o medidas cautelares que pueden tener un efecto adverso en la capacidad de la Emisora de llevar a cabo sus operaciones.

El equipamiento, instalaciones y operaciones de la Emisora se encuentran sujetos a regulaciones sobre medio ambiente y sanidad, cualquier cambio en las leyes ambientales podría aumentar sus costos operativos

Algunas de las operaciones de la Emisora están sujetas a riesgos ambientales que podrían surgir en forma inesperada y originar efectos adversos significativos en los resultados de sus operaciones y su situación financiera. Además, el acaecimiento de cualquiera de estos riesgos podría derivar en lesiones personales, pérdida de vidas, daños ambientales, gastos de recomposición y reparación, daños en equipos y responsabilidad en procesos civiles y administrativos. La Emisora no puede asegurar que no incurrirá en costos adicionales en relación con cuestiones ambientales en el futuro, lo cual podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones y su situación financiera. Además, no puede asegurar que la cobertura de los seguros con la que cuenta sea suficiente para cubrir las pérdidas que potencialmente podrían surgir de estos riesgos ambientales.

Las actividades de la Emisora se encuentran sujetas a legislación federal y provincial, así como a la supervisión de organismos de gobierno y entes reguladores responsables de la implementación y evaluación de leyes y políticas sobre medio ambiente. Dichos organismos de gobierno y entes reguladores responsables podrían imponer multas por algún evento. Es posible que futuras regulaciones ambientales exijan a la Emisora realizar inversiones a fin de cumplir los requisitos exigidos por ellos, obligándola a no destinar tales fondos en inversiones programadas. Esta



desinversión podría tener un efecto sustancial adverso sobre la situación financiera y el resultado de las operaciones de la Emisora.

La Emisora no puede predecir los efectos generales de la implementación de nuevas leyes y reglamentaciones ambientales sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones, lo que podría afectar a la Emisora en su capacidad de pagar sus deudas o su misma operación.

El desempeño de la Emisora depende en gran medida de la contratación y retención del personal clave

El desempeño actual y futuro y la operación del negocio de la Emisora dependen de las contribuciones de la alta dirección y del equipo altamente calificado. También depende de la capacidad de la Emisora para atraer, formar, motivar y retener al personal clave y al personal comercial y técnico con las habilidades y experiencia necesarias. No hay ninguna garantía de que la Emisora vaya a tener éxito en retener y atraer personal clave y la sustitución de cualquier personal clave que fuera a dejar la Compañía podría ser difícil y llevar tiempo. La pérdida de la experiencia y los servicios del personal clave o la incapacidad para contratar sustitutos adecuados o personal adicional podría tener un efecto material adverso en el negocio, en la condición financiera y/o en los resultados operativos de la Emisora.

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

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

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

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

La Emisora obtiene una porción significativa de sus ingresos de un número limitado de clientes y las pérdidas registradas por un cliente importante pueden tener un efecto adverso significativo sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La Emisora tiene una importante concentración de clientes, de modo que las dificultades económicas o cambios en las políticas o patrones de compra de petróleo crudo de sus clientes podrían tener un impacto significativo sobre su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

La volatilidad en las ventas de gas de la Emisora en el mercado regulado en relación con el mercado desregulado se debe a los efectos de la estacionalidad de la demanda de gas.



Si bien la concentración de sus actividades en un número relativamente pequeño de clientes puede aportar ciertos beneficios, como una distribución del producto potencialmente más eficiente y menores costos de ventas y distribución, esta concentración, en particular en el segmento de petróleo crudo en el cual la Emisora tiene tres clientes principales, puede exponer a la Emisora a un efecto significativo adverso si uno o más de sus grandes clientes redujera significativamente, suspendiera o dejara sin efecto las compras a la Emisora por cualquier motivo. Además, los clientes de la Emisora en el mercado de petróleo y en el mercado de desregulado de gas poseen suficiente poder de negociación para forzar reducción de precio por debajo de los precios de mercado. Por otra parte, retrasos en los pagos o la falta de pago por parte de los principales clientes de la Emisora podría afectar adversamente los resultados de sus operaciones.

La Emisora no es el socio operador en todas las uniones transitorias de empresas en las que participa, y las medidas adoptadas por los operadores en dichas uniones transitorias podrían tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estas operaciones.

La Emisora lleva adelante algunas de sus actividades de exploración y producción de hidrocarburos mediante uniones transitorias de empresas. Bajo estos contratos, se le confiere a una de las partes el rol de operador de la unión transitoria de empresas, asumiendo así la responsabilidad de ejecutar todas las actividades que desarrolla la agrupación. La Emisora no siempre asume el rol de operador y, por lo tanto, puede estar expuesta a riesgos relacionados con el desempeño y las medidas adoptadas por el operador para llevar adelante las actividades. Si bien la Emisora procura asegurar que las normas operativas de sus co-inversionistas estén de acuerdo con sus normas operativas, la Emisora tiene un control limitado o ningún control sobre la operación de estas áreas y gasoductos. Dichas medidas podrían tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estas uniones transitorias y filiales y por lo tanto afectar adversamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Roch S.A. podría enfrentarse a procesos de solicitud de quiebra, en caso de incumplir con las obligaciones resultantes de la homologación de su acuerdo preventivo, originando pérdidas para la Sociedad.

El 5 de noviembre de 2020, Roch S.A., el operador de la UTE RCLV, anunció su presentación en concurso preventivo de acreedores. Posteriormente el 15 de julio de 2022 Roch S.A. comunicó públicamente la homologación del acuerdo preventivo. A la fecha, Roch S.A. continúa operando las Concesiones de Tierra del Fuego y no ha habido interrupciones operativas; entre otras cosas, la producción y venta de petróleo y gas natural continúan en el curso normal.

Si bien la Sociedad continuará monitoreando los procedimientos del concurso preventivo de acreedores de Roch S.A. con miras a determinar qué impacto, si lo hubiere, podrían tener esos procedimientos en la UTE RCLV, las Concesiones de Tierra del Fuego y la Sociedad, y qué pasos, si los hubiera, debería tomar la Compañía para dar respuesta al proceso, la Compañía no puede asegurar que Roch S.A. cumpla con la totalidad de sus obligaciones asumidas en el marco de la homologación del acuerdo preventivo de acreedores, o que a partir de dicho incumplimiento enfrente procesos de solicitud de quiebra, lo cual podría generar un efecto adverso significativo en el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Las disputas con superficiarios y comunidades que habitan las áreas que la Emisora opera podrían causar demoras, aumentos de costos o pérdidas.

El acceso a las áreas en las que la Emisora opera requiere la celebración de acuerdos con los superficiarios y las comunidades que habitan la zona (como el otorgamiento de derechos de servidumbres de paso y autorizaciones de acceso). Si la Emisora no lograra negociar con los superficiarios dichos acuerdos, la Emisora podría requerir judicialmente el acceso a las áreas, no obstante, las demoras de dicho trámite podrían afectar los niveles de producción de petróleo y gas, así como podrían causar demoras en el progreso de las operaciones en dichas áreas y resultar en costos o pérdidas adicionales.



La Emisora no puede asegurar que los eventuales conflictos con superficiarios o comunidades no afectará su producción o demorará sus operaciones. Tampoco puede asegurar que los acuerdos con los superficiarios no requerirán en el futuro que la Emisora incurra en costos adicionales. Estas situaciones podrían afectar adversamente el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. Las comunidades locales podrían también efectuar tomas o protestas que restrinjan el acceso a las áreas en las que la Emisora opera, lo que podría generar un efecto adverso significativo en el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Crown Point Energy Inc. ejerce el control de los asuntos y políticas de la Emisora y sus intereses pueden ser diferentes a los de los tenedores.

Crown Point Energy Inc. es titular, del 97,56% de las acciones ordinarias de la Emisora. La Emisora no puede garantizar que los intereses de Crown Point Energy Inc. no serán contrarios a los suyos. Crown Point Energy Inc. tiene la facultad de determinar el resultado de sustancialmente todas las cuestiones sometidas al voto de los accionistas de la Emisora y del Directorio y por ende ejerce el control de las políticas comerciales y asuntos de la Emisora, incluyendo los siguientes: designación de la mayoría del Directorio y, como resultado de ello, de la mayor parte de las determinaciones del Directorio de la Emisora respecto de su dirección comercial y políticas, incluyendo la designación y remoción de sus funcionarios; las decisiones relativas a adquisiciones, ventas y disposiciones de activos; el pago de dividendos y la realización de otras distribuciones y el monto de los mismos; y el monto de financiación de deuda a ser incurrida. Para mayor información, véase la Sección “Estructura de la Emisora, Accionistas y Partes Relacionadas” de este Prospecto.

La Emisora podría verse afectada por violaciones a las leyes y regulaciones anticorrupción, antisoborno, y de prevención del lavado de activos y financiación del terrorismo y otras regulaciones en la materia.

La Emisora se encuentra sujeta a regulaciones en materia anticorrupción, antisoborno, de prevención del lavado de dinero y financiación del terrorismo y otras regulaciones en la materia. Si bien la Emisora cuenta con políticas y procedimientos internos diseñados para garantizar el cumplimiento de las leyes y reglamentos de sanciones contra el fraude, el soborno y actos de corrupción aplicables, la Emisora no puede garantizar que dichas políticas y procedimientos internos sean suficientes para prevenir o detectar todas las prácticas inadecuadas, fraude o violaciones de la ley por parte de sus empleados, directores, funcionarios, socios, agentes y proveedores de servicios o que dichas personas no tomarán medidas en violación de las políticas y procedimientos de la Emisora por las cuales la Emisora o ellos pueden ser considerados responsables en última instancia. Las violaciones de las leyes antisoborno y anticorrupción podrían tener un efecto material adverso en el negocio, reputación, resultados de operación y situación financiera de la Emisora. Además, la Emisora podría estar sujeta a una o más acciones de cumplimiento, investigaciones y procedimientos penales y administrativos por parte de las autoridades por supuestas infracciones a estas leyes. Estos procedimientos pueden dar lugar a penalidades, multas, sanciones u otras formas de responsabilidad y podrían tener un efecto material adverso en la reputación, negocio, condición financiera y resultados de operaciones de la Emisora.

Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables

Podría no desarrollarse o no ser sostenible un mercado de negociación activo para las Obligaciones Negociables

Las Obligaciones Negociables en el marco de este Programa constituyen títulos nuevos por los que actualmente no existe un mercado de negociación activo. No puede asegurarse que los futuros precios de negociación de las Obligaciones Negociables no serán inferiores al precio al que fueron inicialmente ofrecidas al público, ya sea por motivos inherentes a la Compañía o por factores totalmente ajenos a la misma. Asimismo, la liquidez y el mercado de las Obligaciones Negociables pueden verse afectados por las variaciones en la tasa de interés y por el decaimiento y la volatilidad de los mercados para títulos valores similares, así como también por cualquier modificación en la liquidez, la situación patrimonial, económica, financiera y/o de otro tipo, la solvencia, los resultados, las operaciones



y/o los negocios de la Sociedad, la capacidad de la Sociedad de cumplir con sus obligaciones en general y/o con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables en particular.

La Compañía no puede garantizar que se desarrollará un mercado de negociación activo para las Obligaciones Negociables de una serie y/o clase, o de desarrollarse, que se mantendrá tal mercado. Si no se desarrollara o mantuviera un mercado activo para la negociación de las Obligaciones Negociables, el precio de mercado y liquidez de las Obligaciones Negociables podrán verse seriamente afectados.

Riesgo relacionado con la volatilidad y los acontecimientos en otros países con mercados emergentes

El mercado para los títulos valores emitidos por sociedades argentinas está influenciado por las condiciones económicas, políticas y de mercado imperantes en la Argentina y, en diverso grado, por las de otros países con mercados emergentes. Aunque las condiciones económicas son diferentes en cada país, el valor de las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa también podría verse afectado en forma adversa por los acontecimientos económicos, políticos y/o de mercado en uno o más de los otros países con mercados emergentes. No es posible asegurar que los mercados financieros y bursátiles no serán afectados en forma adversa por los acontecimientos de la Argentina y/o de otros países con mercados emergentes, o que tales efectos no afectarán en forma adversa el valor de las Obligaciones Negociables.

La Emisora podrá rescatar, total o parcialmente, las Obligaciones Negociables antes de su vencimiento, según se prevea en las condiciones de emisión

Todas las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas a opción de la Emisora, en forma total o parcial por razones impositivas o por otras causas que especifiquen en los documentos correspondientes de cada clase, de conformidad con los parámetros que en ellos se determine. La Sociedad podrá optar por rescatar tales Obligaciones Negociables cuando las tasas de interés prevalecientes estén relativamente bajas. En consecuencia, es posible que un inversor no pueda reinvertir los fondos obtenidos en el rescate en valores negociables similares a una tasa de interés efectiva tan alta como la tasa de las Obligaciones Negociables adquiridas.

El precio al que los tenedores de las Obligaciones Negociables podrán venderlas antes de su vencimiento dependerá de una serie de factores y podría significar una suma substancialmente menor a la originalmente invertida por los tenedores

El valor de mercado de las Obligaciones Negociables puede verse afectado en cualquier momento como consecuencia de fluctuaciones en el nivel de riesgo percibido respecto a la Compañía o el mercado en la cual la misma opera. Por ejemplo, un aumento en el nivel de dicho riesgo percibido podría causar una disminución en el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. En cambio, una disminución en el nivel de la misma podría causar un aumento en el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

El nivel de riesgo percibido podrá verse influenciado por factores políticos, económicos, financieros y otros, complejos e interrelacionados, que podrán afectar los mercados monetarios en general o específicamente el mercado en el que opera la Compañía. Volatilidad es el término usado para describir el tamaño y la frecuencia de las fluctuaciones de los mercados. Si la volatilidad de la percepción del riesgo cambia, el valor de mercado de las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa podría verse modificado.

No se puede asegurar que la calificación otorgada a las Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa no sea disminuida, suspendida o cancelada por la sociedad calificadora

La calificación otorgada a las Obligaciones Negociables podría variar luego de su emisión. Dicha calificación es limitada en su alcance y no tiene en consideración todos los riesgos relacionados con la inversión en las respectivas Obligaciones Negociables, sino que sólo refleja las consideraciones tenidas en cuenta por la sociedad calificadora al momento de la calificación. No se puede asegurar que dicha calificación se mantenga por un período determinado



o que la misma no sea disminuida, suspendida o cancelada si, a juicio de la sociedad calificadora, las circunstancias así lo ameritan. Cualquier disminución, suspensión o cancelación de dicha calificación podría tener un efecto adverso sobre el precio de mercado y la negociación de dichas 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 caso que la Compañía se encontrare sujeta a concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial, las normas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables, y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables emitidas bajo cualquier clase y/o serie, estarán sujetos a las disposiciones previstas por la Ley N° 24.522 y sus modificatorias (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 dobles mayorías requeridas por la Ley de Concursos y Quiebras, las cuales exigen mayoría absoluta de acreedores que representen 2/3 partes del capital quirografario. Conforme este sistema diferencial, el poder de negociación de los titulares de las Obligaciones Negociables puede ser significativamente menor al de los demás acreedores de la Compañía.

En particular, la Ley de Concursos y Quiebras establece que, en el caso de títulos emitidos en serie, tales como las Obligaciones Negociables, los titulares de las mismas que representen créditos contra el concursado participarán de la obtención de conformidades para la aprobación de una propuesta concordataria y/o de un acuerdo de reestructuración de dichos créditos conforme un sistema que difiere de la forma del cómputo de las mayorías para los demás acreedores quirografarios. Dicho procedimiento establece que: (i) se reunirán en asamblea convocada por el fiduciario o por el juez en su caso; (ii) en ella los participantes expresarán su conformidad o rechazo de la propuesta de acuerdo preventivo que les corresponda, y manifestarán a qué alternativa adhieren para el caso que la propuesta fuere aprobada; (iii) la conformidad se computará por el capital que representen todos los que hayan dado su aceptación a la propuesta, y como si fuera otorgada por una sola persona; las negativas también serán computadas como una sola persona; (iv) la conformidad será exteriorizada por el fiduciario o por quien haya designado la asamblea, sirviendo el acta de la asamblea como instrumento suficiente a todos los efectos; (v) podrá prescindirse de la asamblea cuando el fideicomiso o las normas aplicables a él prevean otro método de obtención de aceptaciones de los titulares de créditos que el juez estime suficiente; (vi) en los casos en que sea el fiduciario quien haya resultado verificado o declarado admisible como titular de los créditos, de conformidad a lo previsto en el artículo 32 bis de la Ley de Concursos y Quiebras, podrá desdoblarse su voto; se computará como aceptación por el capital de los beneficiarios que hayan expresado su conformidad con la propuesta de acuerdo al método previsto en el fideicomiso o en la ley que le resulte aplicable; (vii) en el caso de legitimados o representantes colectivos verificados o declarados admisibles en los términos del artículo 32 bis de la Ley de Concursos y Quiebras, en el régimen de voto se aplicará el inciso (vi) anterior; y (viii) en todos los casos, el juez podrá disponer las medidas pertinentes para asegurar la participación de los acreedores y la regularidad de la obtención de las conformidades o rechazos.

En adición a ello, ciertos precedentes jurisprudenciales han sostenido que aquellos titulares 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 dichas mayorías.

La consecuencia del régimen de obtención de mayorías antes descripto y de los precedentes judiciales mencionados hace que, en caso de que la Compañía entre en un proceso concursal o de reestructuración de sus pasivos, 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 de la Emisora respecto de las Obligaciones Negociables estarán subordinadas a ciertas obligaciones legales

Conforme a la Ley de Concursos y Quiebras, las obligaciones de la Compañía respecto de las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertos derechos preferentes. En caso de liquidación, estos derechos preferentes estipulados por ley, incluidos reclamos laborales, obligaciones con garantía real, aportes previsionales, impuestos y los gastos y costas judiciales vinculadas a los mismos tendrán prioridad sobre cualquier otro reclamo, inclusive reclamos de los inversores respecto de las Obligaciones Negociables. Si quedaran activos luego del pago de los prestamistas garantizados, esos activos podrían resultar insuficientes para satisfacer los créditos de los tenedores de las Obligaciones Negociables y otra deuda no garantizada, así como los créditos de otros acreedores generales quienes tendrán derecho a participar a prorrata con los tenedores de Obligaciones Negociables.

Las obligaciones negociables podrían estar sujetas a restricciones sobre transferencias que podrían limitar la capacidad de sus tenedores de venderlas

Las Obligaciones Negociables podrían estar sujetas a restricciones sobre transferencias que podrían limitar la capacidad de sus tenedores de venderlas. Las Obligaciones Negociables podrán ser ofrecidas en base a una exención de los requisitos de registro de la Ley de Títulos Valores Estadounidense. Como resultado, las Obligaciones Negociables podrán ser transferidas o vendidas únicamente en operaciones registradas según sus términos o sobre la base de una exención de dicho registro y en cumplimiento de cualquier otra ley de títulos valores aplicable en otras jurisdicciones. Estas restricciones podrían afectar la capacidad de los tenedores de vender las Obligaciones Negociables adquiridas.

Riesgos relacionados con la Industria del Petróleo y Gas

Las operaciones de la Emisora se encuentran sujetas a considerables regulaciones

Históricamente, la industria del petróleo y gas en Argentina ha estado controlada significativamente por el Gobierno Argentino, a través de la titularidad de las empresas estatales comprometidas en dichas actividades. A principios de la década de 1990, el gobierno argentino redujo el nivel de regulación y privatizó grandes sectores de la industria del petróleo y gas llevando a una creciente participación de empresas privadas. Independientemente de esta reducción en la regulación y el control general de la industria, el sector del petróleo se encuentra aún sujeto a considerables regulaciones e intervención gubernamental. Estas regulaciones se relacionan, entre otras cuestiones, con la adjudicación de áreas de exploración y desarrollo, exportaciones, exigencias sobre inversiones, aspectos tributarios, regulación de precios y cuestiones de índole ambiental. Como resultado, los negocios de la Compañía dependen en gran medida de las condiciones políticas y regulatorias imperantes en Argentina y los resultados de sus operaciones podrían verse afectados negativamente por cambios políticos y regulatorios en Argentina. La Emisora no puede asegurar que los cambios en las leyes y reglamentaciones aplicables o interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y reglamentaciones no afectarán negativamente al sector en el cual la Compañía desarrolla sus actividades. En forma similar, la Compañía no puede asegurar a los inversores que las políticas gubernamentales futuras no afectarán negativamente la industria del petróleo y gas.

La Emisora puede enfrentar riesgos y desafíos en relación con la regulación del sector en el cual desarrolla sus actividades, incluyendo sin limitación, limitaciones en la capacidad de la Emisora para aumentar los precios o de reflejar los efectos de incrementos en impuestos internos, aumentos de costos de producción o incremento de los precios internacionales del petróleo crudo y del gas, o las fluctuaciones de tipos de cambios; nuevos aranceles o impuestos similares; restricciones sobre volúmenes de exportación; regulaciones ambientales más exigentes; restricciones a las importaciones de productos que puedan afectar las operaciones de la Compañía.

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



Las concesiones de producción de petróleo y gas y los permisos de exploración en Argentina están sujetos a ciertas condiciones y podrían no ser renovados o ser revocados.

La Ley de Hidrocarburos N° 17.319, modificada por la Ley N° 27.007, (la "Ley de Hidrocarburos") establece que las concesiones de petróleo y gas permanecerán vigentes durante 25, 30 o 35 años, según la concesión, a partir de la fecha de su adjudicación, y prevé además que el plazo de concesión se prorrogue por períodos de 10 años adicionales, sujeto a los términos y condiciones aprobados por el otorgante en el momento de la prórroga.

La facultad para prorrogar los plazos de los permisos, concesiones y contratos actuales y nuevos ha sido conferida al gobierno de la provincia en la cual se encuentra la zona correspondiente y, respecto de las áreas extraterritoriales más allá de las 12 millas náuticas, al Gobierno Argentino.

Para ser elegible para la prórroga, cualquier concesionario y titular de un permiso debe (i) haber cumplido con sus obligaciones en virtud de la Ley de Hidrocarburos y los términos de la concesión o permiso particular, incluida la evidencia de pago de impuestos y regalías, el suministro de la tecnología, los equipos y la fuerza laboral necesarios y el cumplimiento de diversas obligaciones ambientales, de inversión y desarrollo, (ii) producir hidrocarburos en la concesión correspondiente y (iii) presentar un plan de inversión para el desarrollo de las áreas a solicitud de las autoridades pertinentes al menos un año antes del vencimiento de la concesión original. Además, las concesionarias que soliciten prórrogas en virtud de la Ley N° 27.007 deberán pagar regalías adicionales que abarcan del 3% hasta un máximo del 18%.

De conformidad con la Ley de Hidrocarburos, el incumplimiento de estas obligaciones y normas también puede dar lugar a la imposición de multas y en el caso de incumplimientos sustanciales, tras el vencimiento de los períodos de subsanación aplicables, la revocación de la concesión o del permiso.

La Compañía no puede asegurar que sus concesiones se prorroguen en el futuro como resultado de la revisión por parte de las autoridades pertinentes de los planes de inversión presentados para dichos propósitos o que no se impongan requisitos adicionales para obtener dichas concesiones o permisos. La extinción o revocación de una concesión o permiso para los proyectos, o la imposibilidad de obtenerla, podría tener un efecto adverso sustancial en el negocio y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Podría producirse una caída en las reservas de petróleo y gas de Argentina

La posibilidad de que en un futuro se puedan reemplazar las reservas de petróleo crudo y de gas de la Emisora, depende de la capacidad de la Emisora para acceder a nuevas reservas, tanto mediante exploraciones exitosas como mediante la adquisición de reservorios. La Emisora considera la exploración, que conlleva riesgos e incertidumbre inherentes, como el principal vehículo para crecer en un futuro y reemplazar las reservas de la Compañía.

Sin actividades de exploración exitosas ni adquisición de reservas, las reservas de la Compañía probadas disminuirían dado que la producción de petróleo y gas se vería necesariamente limitada a los activos actuales de la Compañía.

La Compañía no puede garantizar que las actividades de exploración, desarrollo y adquisición de la Compañía permitirán contrarrestar la disminución en sus reservas. Si la Compañía no puede hallar, desarrollar o adquirir eficientemente suficientes reservas adicionales, sus reservas y por ende su producción podrían disminuir y, consecuentemente, esto podría afectar negativamente los resultados futuros de las operaciones y la condición financiera de la Compañía.

Las caídas significativas o prolongadas y la volatilidad de los precios del petróleo crudo y los productos derivados del petróleo, junto al gas natural, pueden tener un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora



La mayor parte de los ingresos de la Compañía proviene de la venta de petróleo crudo y productos derivados del petróleo y del gas natural. Los factores que afectan los precios internacionales del petróleo crudo, de sus derivados y del gas natural incluyen: los acontecimientos políticos en las regiones productoras de petróleo crudo, especialmente Oriente Medio; la capacidad de la OPEP y otros países productores de petróleo crudo de fijar y mantener los niveles y los precios de la producción; la oferta y la demanda mundial y regional de petróleo crudo; la competencia de otras fuentes de energía; las regulaciones gubernamentales nacionales y extranjeras; las condiciones climáticas y los conflictos o los actos de terrorismo locales e internacionales. La Emisora no tiene control sobre estos factores. Los cambios en los precios del petróleo crudo en general originan cambios en los precios de los productos derivados. Los precios internacionales del petróleo y del gas han fluctuado ampliamente en los últimos años, declinando significativamente desde la segunda mitad de 2014 hasta diciembre de 2017. Si bien en los últimos años los precios del crudo habían mantenido una tendencia de aumento, a principios del año 2020 los precios del crudo registraron su peor caída en las últimas tres décadas, los cuales cayeron hasta un 30% debido al conflicto entre Arabia Saudita y Rusia, lo cual se vio acrecentado con los efectos de la crisis global producto del Covid-19.

Las caídas significativas o prolongadas en los precios internacionales del petróleo crudo, de los productos derivados del petróleo y del gas natural podrían tener un efecto significativamente adverso sobre el negocio, los resultados de las operaciones, la situación financiera y el valor de las reservas de la Emisora. Además, las reducciones significativas en los precios del petróleo crudo, sus derivados y del gas natural podrían llevar a incurrir en cargos por desvalorización en el futuro o a reducir o alterar sus inversiones de capital, y ello podría afectar negativamente sus pronósticos y estimaciones de producción y reservas.

Las retenciones a las exportaciones y las regulaciones a las importaciones de los productos de la Emisora podrían afectar en forma negativa la rentabilidad de las operaciones

El 1 de marzo de 2002, el Gobierno Nacional estableció una retención a las exportaciones de hidrocarburos inicialmente por un plazo de cinco años. En 2006, en virtud de la Ley Nº 26.217, la retención a la exportación se extendió y en 2011 por la Ley Nº 26.732 se prorrogó por cinco 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. Asimismo, dificultó la compensación de los aumentos sostenidos de costos relacionados con la industria energética, y afectó significativamente la competitividad y los resultados del sector. El 6 de enero de 2017, el Gobierno Argentino no extendió las resoluciones que imponían las retenciones a las exportaciones de hidrocarburos.

Desde el 22 de agosto de 2018, existe un nuevo procedimiento de exportación de gas natural que regula el proceso para obtener las autorizaciones necesarias para exportar gas natural. Recientemente, el procedimiento fue simplificado mediante la Resolución SE Nº 417/19.

Sin embargo, el 4 de septiembre de 2018, el Gobierno Argentino publicó el Decreto Nº 793/18, que impuso un derecho de exportación sobre varios bienes, incluido el gas natural, hasta el 31 de diciembre de 2020. El derecho de exportación consiste en un impuesto del 12% sobre productos básicos con un tope de \$4 por cada US\$ 1.00 en exportaciones. El 14 de diciembre de 2019, el Poder Ejecutivo, a través del Decreto Nº 37/19, dejó sin efecto el tope de \$4 por cada US\$ 1.00 del valor imponible, quedando vigente el 12% sobre dicha base. Recientemente, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva facultó al Poder Ejecutivo a fijar derechos de exportación de hidrocarburos cuya alícuota no puede superar el 8% del valor imponible o del precio oficial FOB de la mercadería que se exporte. Dicha ley también establece que, en ningún caso, el derecho de exportación de hidrocarburos podrá disminuir el valor Boca de Pozo para el cálculo y pago de regalías a las provincias productoras; no obstante, dicha disposición ha sido vetada por el PEN mediante el Decreto 58/19. La facultad establecida inicialmente podía ser ejercida hasta el 31 de diciembre de 2021, y con fecha 30 de diciembre de 2021 fue prorrogada hasta el 30 de diciembre de 2023.

Posteriormente, de conformidad con lo establecido en la Ley de Solidaridad, el Decreto Nº 488/2020 estableció un nuevo sistema para la aplicación de los derechos de exportación de hidrocarburos en virtud de la variación del precio



internacional del barril Brent, con un tope máximo de 8%. Para más información, ver “Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y Gas”.

El 27 de abril de 2021, a través de la Resolución N° 360/2021, la SE creó una nueva exportación de gas natural regulando el procedimiento para la obtención de autorizaciones de exportación de gas natural. El procedimiento de exportación emitido por la Resolución SE N° 360/2021 fue modificado mediante la Resolución N° 774/2022.

La Compañía no puede asegurar que el Gobierno Nacional no aplicará ni creará otras alícuotas a la exportación ni regulará aún más las importaciones. No se puede predecir el impacto que cualquier cambio podría tener en los resultados de las operaciones y en la situación financiera de la Compañía.

Los precios del petróleo y del gas pueden afectar el nivel de inversiones de capital de la Emisora

Los precios que la Compañía puede obtener por sus productos hidrocarbúricos y gasíferos afectan la viabilidad de las inversiones en sus actividades de exploración y desarrollo y, en consecuencia, la oportunidad y el monto de las inversiones de capital proyectadas a tal fin. La Compañía presupuesta las inversiones de capital tomando en cuenta, entre otras cosas, los precios de mercado de sus productos. En el caso de una disminución en los precios de sus productos, es probable que esto afecte la capacidad de mejorar las tasas de recuperación de hidrocarburos de la Compañía, identificar nuevas reservas e implementar algunos de los planes de inversiones de capital, lo que a su vez tendría un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de la Emisora.

Las restricciones a las exportaciones de hidrocarburos y los productos derivados del petróleo han afectado y podrían continuar afectando los resultados de sus operaciones

En los últimos años, el Gobierno Nacional ha adoptado una serie de medidas que limitan las exportaciones e importaciones de hidrocarburos y productos derivados del petróleo, lo que impidió a compañías hidrocarbúricas beneficiarse de los precios de estos commodities en los mercados internacionales y afectó la competitividad y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Las exportaciones de petróleo crudo, así como la exportación de la mayoría de los productos de hidrocarburos de la Compañía, actualmente requieren una autorización previa de la SGE de conformidad con la Resolución N° 241-E/17, según fuera enmendada. Las compañías petroleras que buscan exportar petróleo crudo o GLP deben primero demostrar que la demanda local de dicho producto está satisfecha o que se ha realizado y rechazado una oferta para vender el producto a compradores locales.

Además, el 21 de marzo de 2017, el Decreto N° 192/17 creó el "Registro de Operaciones de Importación de Petróleo y sus Subproductos" (el "Registro") y dispuso que el entonces Ministerio de Energía y Minería sería responsable de controlar el Registro. El Registro se refiere a la importación de (i) petróleo crudo y (ii) algunos otros subproductos específicos (sección 2 del decreto). La regulación estableció que cualquier compañía que deseara realizar tales operaciones de importación estaba obligada a registrar dicha operación en el Registro y obtener la autorización del entonces Ministerio de Energía y Minería antes de que se realizara la importación. Según este decreto, el entonces Ministerio de Energía y Minería tenía que establecer la metodología aplicable para emitir autorizaciones de importación, que se basaría en los siguientes criterios: (a) falta de petróleo crudo con las mismas características ofrecidas en el mercado nacional; (b) falta de capacidad de tratamiento adicional en refinerías domésticas con petróleo crudo nacional; y (c) la falta de subproductos enumerados en la sección 2 del decreto ofrecido en el mercado interno. Este régimen eximía cualquier importación por parte de CAMMESA, con el fin de abastecer a las centrales eléctricas y con el propósito principal de proporcionar suministro técnico el "Sistema Argentino de Interconexión" (Sistema Argentino de Interconexión o "SADI"). El 24 de noviembre de 2017, el Decreto N° 962/17 modificó el Decreto N° 192/17 al establecer que el Registro entraría en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017. El Decreto N° 962/17 estipuló que la necesidad del Registro era temporal y, por lo tanto, desde el 31 de diciembre de 2017, las operaciones



de importación relacionadas con petróleo crudo, gasolina y diesel incluidas en el Decreto N° 192/17 ya no están sujetas a registro.

El 22 de agosto de 2018, el Gobierno Argentino emitió un nuevo procedimiento de exportación de gas natural que reguló el proceso para obtener las autorizaciones necesarias para exportar gas natural. En julio del 2019, mediante la Resolución SGE N° 417/19, dicho proceso fue modificado y simplificado. Recientemente, el Gobierno Argentino emitió la Disposición SSHC N° 284/19 mediante la cual se aprueba el procedimiento operativo de exportación de gas natural, el cual se encontraba vigente hasta el 30 de septiembre de 2021.

Asimismo, la SE, a través de la Resolución N° 360/2021, publicada en el Boletín Oficial el 27 de abril de 2021, estableció que las exportaciones de gas natural a las que refiere el art. 3 de la Ley N° 24.076 estarán sujetas a los términos y condiciones establecidos en el Procedimiento de Autorización de Exportaciones de Gas Natural (en adelante el "Procedimiento"), previsto en el Anexo de dicha Resolución N° 360/2021. También, dispuso la derogación de la Resolución de la entonces SGE N° 417/2019 que establecía el régimen de exportaciones de gas natural y de la Disposición de la entonces Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles N° 284/2019 que establecía el procedimiento operativo de exportaciones de gas natural. A su vez, dispuso la derogación de la referencia a la posición arancelaria 2711.11.00-Gas Natural Licuado como producto sujeto a registro, contenida en el art. 3 de la Resolución de la ex Secretaría de Recursos Hidrocarbúferos N° 241/2017. Incluso delegó en la Subsecretaría de Hidrocarburos las tareas que específicamente se encomiendan en el Procedimiento.

La Resolución fue adoptada en el marco del Plan GasAR, previsto en el Anexo del Decreto N° 892/2020, que establece en su art. 4 inciso c) que podrán ofrecerse a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme y, en el punto 73 del referido Anexo, que los productores firmantes tendrán derecho de exportación en condición firme.

El Procedimiento establecido en el Anexo de la Resolución N° 360/2021, modificado por la Resolución N° 774/2022, dispone, entre otras cuestiones, que las exportaciones de gas natural por ductos, así como la licuefacción de gas natural en el país y su posterior exportación como Gas Natural Licuado (GNL), se ajustarán a principios de transparencia, no discriminación e interés público.

De conformidad con el nuevo régimen de exportación de gas, se autorizan exportaciones de gas en la cuenca Neuquina y Austral (i) durante la temporada no invernal (entre octubre de 2023 y abril de 2024) hasta 9 MM m3/día en la cuenca Neuquina y hasta 2 MM m3/día en la cuenca Austral, y (ii) durante la temporada invernal hasta 3 MM m3/día en la cuenca Neuquina.

Para más información, ver *"Marco Regulatorio de la Industria del Petróleo y Gas"*.

Estas y otras restricciones podrían afectar significativamente y en forma adversa la rentabilidad de las operaciones de la Compañía e impedir capturar, en caso de que los precios internacionales así lo verifiquen, la ventaja de los precios de exportación.

La falta de cumplimiento por parte de la Compañía de sus compromisos de inversión bajo sus concesiones podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones

La Compañía, en el marco de las concesiones, se ha comprometido a realizar ciertas inversiones. Al 31 de diciembre de 2022, los compromisos de inversión en las áreas Las Violetas y Angostura se encuentran perfeccionados, quedando pendiente la inversión en el área Río Cullen por un total de USD 625,149 (al 34,73%), cuyo plazo para ser realizada es hasta el fin de la concesión.

El compromiso de inversión para el área Chañares Herrados asciende al 31 de diciembre de 2022 a USD 42,85 millones al porcentaje de participación de la Compañía.



El compromiso de inversión del área Puesto Pozo Cercado Oriental asciende al 31 de diciembre de 2022 a USD 13,4 millones al porcentaje de participación de la Sociedad.

Durante el primer trimestre de 2022, se perforó y completó el pozo exploratorio direccional CPE.MdN.VS.xp-3(d) tras encontrar ocho filones ígneos con muestras de petróleo y picos de gas en el lodo del Grupo Mendoza, el registro indicó zonas con presencia de gas hidrocarburo en las areniscas del Grupo Neuquén. La posterior estimulación ácida y la limpieza de los filones ígneos permitieron recuperar cantidades no rentables de petróleo con agua. El pozo permanece en estudio, a la espera de realizar pruebas en las capas de arenisca con muestras de gas del Grupo Neuquén en el primer semestre de 2023.

Con fecha 17 de febrero de 2023, el Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía de la Provincia de Mendoza emitió la Resolución N° 208/2023, por la cual otorgó a la Sociedad el Lote de Evaluación sobre la totalidad del área Cerro de los Leones, por el término de 18 meses, cuya vigencia se extenderá hasta el 23 de octubre de 2023.

La falta de cumplimiento de dichos compromisos podría generar la posibilidad de pérdida de derechos sobre el área subyacente, y ello podría tener un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de la Compañía.

El sector del petróleo y gas está sujeto a riesgos operativos, ambientales y económicos específicos

Las operaciones de la Compañía están sujetas a los riesgos inherentes a la exploración y producción de petróleo y gas, incluyendo riesgos de producción (fluctuaciones en la producción debido a riesgos operacionales, catástrofes naturales o condiciones meteorológicas, accidentes, etc.), riesgos de equipos (asociados a la adecuación o estado de las instalaciones y equipos) y riesgos de transporte (asociados al estado y vulnerabilidad de los oleoductos y otras modalidades de transporte), así como riesgos ambientales (peligros ambientales, como derrames de petróleo, fugas de gas, descargas de gases tóxicos o rupturas), políticos y regulatorios. Las actividades de perforación también conllevan numerosos riesgos e incertidumbres, y podrían en última instancia implicar esfuerzos no rentables, no sólo en la forma de pozos secos, sino también en pozos productivos que no produzcan suficientes ingresos como para cubrir sus costos operativos. La finalización de un pozo no asegura un retorno sobre la inversión ni la recuperación de los costos. Asimismo, la recolección y compresión de gas, las operaciones de la planta de tratamiento, así como las actividades de transporte, depósito y carga de petróleo de la Compañía están sujetas a todos los riesgos inherentes a dichas operaciones.

A menos que se reemplacen las reservas de petróleo y gas de la Compañía, las reservas y producción se reducirán con el tiempo

La producción de los yacimientos de petróleo y gas disminuye a medida que se agotan las reservas, dependiendo del porcentaje de disminución que depende 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 su flujo de efectivo y ganancias dependen en gran medida del éxito en el desarrollo eficiente de las 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, esto podría no ocurrir en el futuro. La Compañía podría no identificar otros yacimientos comercialmente explotables o realizar perforaciones exitosas, completar o producir más reservas de petróleo o gas, y los pozos que han perforado y se 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 la producción actual y futura, se reducirá el valor de las reservas y los resultados de las operaciones podrían verse negativamente afectados, como así también la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.



Las reservas estimadas de petróleo y gas de la Compañía se basan sobre suposiciones que podrían no ser precisas

Al 31 de diciembre de 2022, las reservas probadas de CPESA fueron estimadas en 4.676 miles de barriles equivalentes de petróleo (mboe), de los cuales 4.012 miles se corresponden a barriles de petróleo (mbo); reservas de gas por 3.948 millones de pies cúbicos de gas (mmcfg); reservas de NGL o LPG (gas licuado de petróleo) por 6 miles de barriles. Mientras que las reservas probables fueron de 3.267 miles de barriles equivalentes de petróleo, de los cuales 2.762 miles corresponden a barriles de petróleo; 3.001 millones de pies cúbicos de gas y 5 mil de barriles a LPG. El total de reservas Probadas más Probables es de 7.942 miles de barriles equivalentes de petróleo, de los cuales 6.774 miles corresponden a barriles de petróleo; 6.949 millones corresponden a pies cúbicos de gas y 10 miles de barriles a LPG.

Las cifras corresponden a reservas cuya fuente de información son los informes del consultor independiente de reservas de McDaniel publicados el 9 de marzo 2023, en www.sedar.com y www.crownpointenergy.com.

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

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

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

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

La mayoría de los factores, suposiciones y variables incluidas en los cálculos de las reservas escapan del control de la Emisora y están sujetos a cambios con el correr del tiempo. Por lo tanto, existe incertidumbre con respecto a las reservas calculadas de petróleo y gas, así como también con los pronósticos sobre el avance de la futura producción y la oportunidad y los costos de las inversiones para el desarrollo de dichas reservas. Por consiguiente, los cálculos de las reservas podrían diferir de las cantidades reales de petróleo y gas extraídas, en una medida considerablemente más baja que las reservas calculadas. Esto podría tener un impacto significativo en los resultados de las operaciones y de la situación financiera de la Emisora. Las reservas de petróleo y gas se revisan al menos una vez al año. Toda revisión de nuestros cálculos, incluso por factores más allá del control de la Emisora, como precios y situaciones económicas, podría afectar nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones.

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



La Compañía está expuesta a una importante competencia en la adquisición de áreas exploratorias y reservas de petróleo y gas natural

La industria argentina de petróleo y gas es extremadamente competitiva. Cuando la Compañía se presenta en una licitación para la adjudicación de derechos de exploración o explotación con respecto a un área, está expuesta a una importante competencia no sólo de empresas privadas sino también de empresas públicas. De hecho, las provincias de La Pampa, Neuquén y Chubut han constituido sociedades para llevar a cabo actividades de petróleo y gas en representación de sus respectivos gobiernos provinciales. Las compañías de energía estatales IEASA, YPF y otras compañías provinciales (como Gas y Petróleo del Neuquén S.A. (“G&P”) y Empresa de Desarrollo Hidrocarburífero Provincial (“EDHIPSA”) también tienen un rol clave en el mercado argentino de petróleo y gas. Como resultado de ello, la Compañía no puede garantizar que podrá adquirir nuevas áreas exploratorias o reservas de petróleo y gas en el futuro, y ello podría afectar negativamente su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones. No puede garantizarse que la participación de IEASA o YPF (o cualquier compañía de propiedad de una provincia) en las licitaciones de nuevas concesiones de petróleo y gas no influirá en las fuerzas del mercado de forma tal que pueda tener un efecto adverso sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La Emisora podría incurrir en costos y pasivos significativos relacionados con cuestiones ambientales, sanitarias y de seguridad

La Compañía, así como las demás compañías que operan en la industria de petróleo y gas en Argentina, está sujeta 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 su situación patrimonial y los resultados de las operaciones.

La reglamentación ambiental, sanitaria y de seguridad y la jurisprudencia en Argentina se desarrollan a un ritmo acelerado y no puede asegurarse 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 gases de efecto invernadero, 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 de carbono como son las energías renovables.

Las limitaciones sobre los precios internos en la Argentina podrían afectar en forma adversa los resultados de las operaciones de la Emisora

En los últimos años, debido a factores de política económica, regulatorios y de gobierno, los precios internos del petróleo crudo, la nafta y otros combustibles han diferido sustancialmente respecto de los precios regionales e internacionales de tales productos, y la capacidad para incrementar o mantener los precios relacionados a precios internacionales y aumentos de los costos internos ha sido limitada. Los precios internacionales del petróleo crudo y de los productos derivados del petróleo han disminuido significativamente desde la segunda mitad de 2014 hasta diciembre de 2017.

El 11 de enero de 2017, el ME&M firmó el Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina (el “Acuerdo de Transición”), el cual, mediante un precio de transición, apunta a elevar el precio del barril de petróleo crudo producido y comercializado en Argentina más cerca del precio de los mercados internacionales durante 2017.

El 26 de septiembre de 2017, el ME&M anunció la suspensión del Acuerdo de Transición, debido a que se cumplió la condición establecida en la sección 9 del Acuerdo de Transición. Esta condición establecía que, si el precio internacional promedio por barril de crudo Brent superaba, durante un período de más de diez días consecutivos, el

valor de referencia para un barril de petróleo crudo local del Medanita por más de US\$ 1,00/barril, lo que resulta en un Precio del crudo Brent de al menos US\$ 54 por barril, las obligaciones bajo el Acuerdo de Transición se suspenderían a partir del siguiente mes calendario. La condición mencionada anteriormente se cumplió el 13 de septiembre de 2017. Por lo tanto, la suspensión entró en vigencia a partir del 1 de octubre de 2017. El efecto de esta suspensión fue que, a partir del 1 de octubre de 2017, el precio por barril de petróleo crudo también para sus derivados quedó sujeto a las reglas del mercado local. La suspensión se mantuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017, cuando expiró el Acuerdo de Transición.

Posteriormente, en 2019, el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 601/ 2019 modificó lo dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 566/19 estableciendo que hasta el 13 de noviembre de 2019 (i) las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local debían 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 US\$ 46,69 y un precio de referencia BRENT de por barril US\$ 59; y (ii) los precios de la gasolina y el diesel vendidos localmente no podían exceder el precio vigente al 9 de agosto de 2019.

En 2020, el Decreto N° 488/2020 (Barril Criollo) dispuso que el precio del barril de las entregas de crudo realizadas en el mercado local hasta el 31 de diciembre de 2020 debía ser facturado por los productores y pagadas por las refinerías y comercializadoras, utilizando el precio de referencia de US\$ 45/bbl para el crudo Medanita. Dicho decreto dejó de estar vigente el 28 de agosto de 2020, cuando se cumplió el décimo día consecutivo en que el precio promedio del Brent superó los US\$ 45/bbl.

La Compañía no puede asegurar que podrá aumentar los precios internos de sus productos ni que las limitaciones a su capacidad de hacerlo afectarán en forma adversa los resultados de sus operaciones y su situación financiera. Tampoco puede asegurar que los precios de los hidrocarburos en la Argentina seguirán los aumentos y disminuciones de los precios de los hidrocarburos en el mercado internacional o los mercados regionales. Las discrepancias entre los precios nacionales e internacionales pueden afectar negativamente los resultados de las operaciones y la condición financiera de la Emisora.

Las empresas de petróleo y gas se han visto afectadas por ciertas medidas adoptadas por el Gobierno Argentino, 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 relacionadas con la repatriación de fondos obtenidos de las exportaciones de petróleo y gas y los cargos aplicables a la producción de gas líquido, que han afectado el negocio de los productores y fabricantes de petróleo y gas. A partir de abril de 2012, el Gobierno Argentino dispuso la nacionalización de YPF e impuso cambios importantes en el sistema bajo el cual operan las compañías petroleras, principalmente mediante la promulgación de la Ley N° 26.741, el Decreto N° 1277/12 y la Ley N° 27.007.

En el marco del brote de Coronavirus (Covid-19), y a modo de hacer frente a las consecuencias sanitarias y económicas generadas por la pandemia, el Gobierno Argentino dictó el DNU N° 311/2020, que estableció que, entre otras empresas, las prestadoras de los servicios de gas por redes no podrán disponer la suspensión o el corte de los respectivos servicios a determinados usuarios, en caso de mora o falta de pago de hasta tres facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020, incluyendo a usuarios con aviso de corte en curso. Posteriormente, por medio del Decreto N° 756/2020 se estableció que las prestadoras de los servicios de gas por redes, entre otras, no podrán disponer la suspensión o el corte de los respectivos servicios a usuarios en caso de mora o falta de pago de hasta siete facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1 de marzo de 2020. Asimismo, a través de la norma mencionada, se prorrogó el plazo de vigencia del Decreto 311/2020 desde su vencimiento hasta el 31 de diciembre de 2020. Dicho plazo no ha vuelto a ser prorrogado por lo que la medida ya no se encuentra vigente.

La Compañía no puede predecir qué efectos tendrá este decreto en los resultados de sus operaciones, sobre el sector de petróleo y gas, ni cómo la falta de pago de los mencionados servicios afectará la cadena de pagos respecto de las



productoras y distribuidoras. A su vez, la Compañía no puede prever qué otras medidas serán adoptadas por el Gobierno Argentino a fin de combatir la pandemia sanitaria, ni el efecto que estas puedan tener sobre la situación patrimonial o el resultado de las operaciones de la Compañía, sus subsidiarias y/o afiliadas.

A su vez, no es posible asegurar que éstas u otras medidas a ser adoptadas por el Gobierno Argentino no tendrán un efecto adverso significativo sobre la economía argentina, afectando, en consecuencia, la situación patrimonial, la situación financiera, los resultados de las operaciones y la capacidad de repago de la Compañía.

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

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

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

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



III –POLÍTICAS DE LA EMISORA

Políticas de Inversiones y Financiamiento

Adquisición Puesto Pozo Cercado Oriental

Con fecha 10 de agosto de 2022, efectivo al 1 de julio de 2022, la Sociedad acordó la adquisición del 50% de la participación de Petrolera Aconcagua Energía S.A. en la concesión de explotación de hidrocarburos denominada Puesto Pozo Cercado Oriental (en adelante “PPCO”) ubicada en la provincia de Mendoza, con vencimiento en agosto de 2043. La referida concesión fue otorgada por Decreto 1354/2018 del Poder Ejecutivo de la Provincia de Mendoza de fecha 18 de agosto de 2018 a Petrolera Aconcagua Energía S.A., como única titular de la misma. Petrolera Aconcagua Energía S.A. conserva el 50% de la participación restante y continuará operando la concesión en forma conjunta con la concesión Chañares Herrados.

El costo de la adquisición implicó el pago de un precio base por USD 5 millones (equivalente a \$705 millones al tipo de cambio de \$141/US\$), y una contraprestación contingente por la suma condicionada y eventual de hasta USD 7,5 millones adicionales, pagadero en cuotas trimestrales, en la medida en que el EBITDA obtenido, exceda el EBITDA acordado entre las partes, previo recupero por parte de la Sociedad de la inversión inicial por el precio base de USD 5 millones, considerando para ello el 100% del EBITDA que corresponda al activo que se devengue a partir de la fecha efectiva.

Adicionalmente, los concesionarios se comprometieron a un aporte obligatorio mediante la entrega de bienes y/o ejecución de servicios por hasta un valor máximo del 0,5% anual del canon de concesión a lo largo de la vigencia de la concesión de explotación.

Las regalías establecidas ascienden al 18,2% y el compromiso de inversión asciende a USD 26,8 millones (USD 13,4 millones al porcentaje de participación de la Sociedad). Los concesionarios constituyeron una garantía de fiel cumplimiento por un monto equivalente del 10% del total de la inversión comprometida que deberá mantenerse activa hasta completar la inversión.

La adquisición del 50% de la participación en la concesión PPCO se contabilizó como una combinación de negocios de conformidad con la NIIF 3 Combinaciones de negocios, en virtud de la cual los activos adquiridos y los pasivos asumidos se registraron a sus valores razonables estimados a la fecha de adquisición como se muestra a continuación:

<u>Valor razonable de los activos netos</u>	<u>Valor razonable final 31/12/2022</u>
Propiedad, planta y equipos	924.914.227
Inventario	1.120.612
Provisión por abandono de pozos	(11.149.922)
Pasivo por impuesto diferido	(90.585.242)
Capital de trabajo	15.477.864
Ganancia por compra en condiciones ventajosas	-
Diferencia de cambio	79.252.138
	<u>919.029.677</u>
Consideración	
Efectivo	705.000.000
Pasivo por contraprestación contingente (nota 25)	194.056.463
Capital de trabajo	19.973.214
	<u>919.029.677</u>

Fuente: Nota 7 – Combinación de Negocios- de los Estados Financieros al 31/12/2022 identificados bajo el ID 3016417

Desde el 1 de julio de 2022, la Concesión PPCO aportó USD 1,4 millones de ingresos por ventas de petróleo y USD 0,4 millones de ingresos operativos netos. Si la adquisición hubiera ocurrido el 1 de enero de 2022, la Sociedad estima que los ingresos por las ventas de petróleo habrían aumentado aproximadamente USD 2,7 millones y los ingresos operativos habrían aumentado aproximadamente USD 0,9 millones. Esta información no es necesariamente representativa de los ingresos y las operaciones futuras.

Adquisición de Chañares Herrados

Con fecha 11 de marzo de 2021 la provincia de Mendoza adjudicó a la Sociedad junto con Petrolera Aconcagua Energía S.A., la explotación por un plazo de 25 años de la concesión del área Chañares Herrados (en adelante "CH"), ubicado en la Cuenca Cuyana mediante el Decreto Nro 224/2021. La participación de la Sociedad en CH es del 50%, y la operación estará a cargo de Petrolera Aconcagua Energía S.A. quien posee el 50% restante.

El costo de la adquisición implicó un pago en efectivo de un canon de concesión por USD 4,17 millones (equivalente a \$347,9 millones al tipo de cambio de \$83,50/US\$, tipo de cambio del día anterior al día de la fecha de presentación de ofertas) al porcentaje de participación de la Sociedad. Dicho pago se efectivizó durante el mes de abril de 2021.

Adicionalmente, los concesionarios se comprometieron a un aporte obligatorio mediante la entrega de bienes y/o ejecución de servicios por hasta un valor máximo del 0,5% anual del canon de concesión a lo largo de la vigencia de la concesión de explotación.

Las regalías establecidas ascienden al 13% y el compromiso de inversión asciende a USD 85,7 millones (USD 42,85 millones al porcentaje de participación de la Sociedad) durante los primeros 10 años de la concesión de acuerdo con el plan de explotación ofertado y aprobado por la Autoridad de Aplicación. Los concesionarios deberán constituir una garantía de fiel cumplimiento por un monto equivalente del 10% del total de la inversión comprometida que deberá mantenerse activa hasta completar la inversión.

La adquisición se contabilizó como una combinación de negocios de acuerdo con lo establecido en la NIIF 3 Combinaciones de Negocios, utilizando el método de la adquisición por el cual los activos adquiridos y los pasivos asumidos fueron registrados a sus valores razonables estimados a la fecha de adquisición de la siguiente manera:

Valor razonable de los activos netos	Valor razonable final 31/12/2021
Propiedad, planta y equipos	1.516.091.425
Inventario	5.720.392
Deudas comerciales y otros pasivos	(11.598.181)
Provisión por abandono de pozos	(14.986.528)
Pasivo por impuesto diferido	(292.047.169)
Ganancia por compra en condiciones ventajosas	(855.277.189)
	347.902.750
Consideración	
Total pagado	347.902.750
	347.902.750

Fuente: Nota 7 – Combinación de Negocios- de los Estados Financieros al 31/12/2022 identificados bajo el ID 3016417.

El contrato de explotación de la concesión CH fue revertido previamente por el gobierno de la Provincia de Mendoza cuando el concesionario predecesor incumplió con sus compromisos y también se declaró en concurso de acreedores en el año 2020. La Sociedad y Petrolera Aconcagua Energía S.A. fueron adjudicadas de la concesión de CH a través de un proceso de licitación que se evaluó con base a la contraprestación en efectivo, un programa de trabajo comprometido para invertir en la Provincia y la capacidad financiera y técnica para completar el programa. Como

resultado, la Sociedad reconoció una ganancia de \$ 855,3 millones en la adquisición de la participación en la explotación.

Con fecha 12 de abril de 2021, la Sociedad junto con Petrolera Aconcagua Energía S.A. abonó a la Provincia de Mendoza el pago inicial comprometido en su oferta equivalente a USD 8,3 millones (USD 4,1 millones al porcentaje de participación de la Sociedad).

La Sociedad solicitó un informe de reservas estimadas a la fecha de la adquisición realizado por ingenieros independientes que formó la base final para un ajuste en el valor razonable de propiedades, planta y equipo que resultó en una revisión del pasivo por impuesto diferido relacionado y un aumento en la ganancia sobre la adquisición.

Desde el 13 de marzo de 2021 al 31 de diciembre de 2021, la adquisición de Chañares Herrados contribuyó con USD 7,4 millones de ingresos por ventas de petróleo y gas y USD 1,5 millones de ingresos operativos (ingresos por petróleo y gas menos regalías y gastos operativos). Si la adquisición hubiera ocurrido el 1 de enero de 2021, la Sociedad estima que los ingresos por ventas de petróleo y gas por dicho ejercicio habrían aumentado en aproximadamente USD 9,3 millones y los ingresos operativos habrían aumentado en aproximadamente USD 1,9 millones.

Inversiones realizadas durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020

Adicionalmente a lo expuesto precedentemente, la Emisora realizó las siguientes inversiones durante los años 2022, 2021 y 2020:

Valores expresados en pesos argentinos

Monto de inversiones aplicadas a actividades de inversión	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Inversiones en propiedades, planta y equipos	1.340.011.939	420.764.510	67.190.936
Inversiones en exploración y evaluación	275.528.207	82.975.581	22.896.211
Inversiones por adquisición del negocio	724.973.214	347.902.750	-

Fuente: Estado de Flujo de Efectivo. La información al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

Fuente: Estado de Flujo de Efectivo. La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/2020 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

Área Río Cullen – Las Violetas – La Angostura

En marzo de 2022, YPF, operador de la instalación de carga en alta mar Cruz del Sur (la "Terminal CDS"), anunció el cierre inmediato de la Terminal CDS debido a dificultades técnicas. Actualmente, la Terminal CDS se utiliza sólo con fines de almacenamiento.

La Sociedad junto con sus socios de la UTE RCLV e YPF están construyendo un oleoducto de 23 km de longitud y 4 pulgadas de diámetro para conectar la instalación de almacenamiento de petróleo Cruz del Sur y el campo petrolero San Martín con la terminal marítima Río Cullen operada por Total Austral. Durante 2022, la UT RCLV ejecutó el 85% del oleoducto desde la Terminal Cruz del Sur hasta la terminal marítima Río Cullen operada por Total Austral.

Mientras tanto, la UTE RCLV ha organizado la exportación de petróleo por camiones a la refinería de Enap en San Gregorio, Chile, y a la terminal marítima de Río Cullen, operada por Total Austral, en TDF. El precio de venta tanto en San Gregorio como en Río Cullen está asociado al precio del petróleo Brent menos un descuento.

Durante el año 2022, la UT RCLV completó la perforación de dos pozos, uno en el yacimiento San Martín (pozo SM.a-1004), y otro en el yacimiento Las Violetas (pozo LV-118h). El pozo SM.a-1004 se encuentra actualmente en producción. En el pozo LV-118h, luego de la cementación de la cañería, se ha encontrado una obstrucción interna en la misma se decidió interrumpir la perforación.



Durante los meses de julio y agosto de 2022, la producción de agua en SM-1004 y SM.a-1002 aumentó considerablemente, lo que llevó a realizar pruebas exhaustivas en la formación San Martín para investigar más a fondo el comportamiento del yacimiento, realizar pruebas de producción en SM.x-1001 y pruebas de interferencia de presión en los demás pozos de la zona. Además, la UT RCLV realizó ensayos en tres zonas en SM-1004 dejando el pozo en producción con una bomba electro-sumergible, con el fin de aumentar la producción bruta en el pozo.

Durante el cuarto trimestre de 2022, se probaron tres niveles en el pozo LFE-1004, que había sido perforado durante la campaña de perforación de 2015 y había sido descubridor de gas en la formación Tobífera y condensando en la formación Los Flamencos. El testeó mostró recupero de gas con pequeñas cantidades de petróleo.

La producción durante el año 2022 alcanzó los 398.390 boes (1.092 boe/día) al porcentaje de participación de la sociedad.

Cerro de los Leones - Mendoza

La Sociedad posee el 100% del permiso de exploración del área de Cerro de los Leones ("CLL"), que se encuentra en la parte norte de la Cuenca Neuquina en la Provincia de Mendoza, Argentina.

Con fecha 17 de febrero de 2021, el Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía de la Provincia de Mendoza emitió la Resolución N° 06/2021, por la cual otorgó a la Sociedad el pase al tercer período exploratorio reteniendo el 100% de la superficie del área fijando como fecha finalización del mismo el 23 de febrero de 2020; y resolvió suspender el plazo del tercer período exploratorio por el término de doce meses calendario, fijando como fecha de finalización el 22 de febrero de 2022.

Durante el primer trimestre de 2022, se perforó y completó el pozo exploratorio direccional CPE.MdN.VS.xp-3(d) tras encontrar ocho filones ígneos con muestras de petróleo y picos de gas en el lodo del Grupo Mendoza, el registro indicó zonas con presencia de gas hidrocarburo en las areniscas del Grupo Neuquén. La posterior estimulación ácida y la limpieza de los filones ígneos permitieron recuperar cantidades no rentables de petróleo con agua. El pozo permanece en estudio, a la espera de realizar pruebas en las capas de arenisca con muestras de gas del Grupo Neuquén en el primer semestre de 2023.

Con fecha 17 de febrero de 2023, el Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía de la Provincia de Mendoza emitió la Resolución N° 208/2023, por la cual otorgó a la Sociedad el Lote de Evaluación sobre la totalidad del área Cerro de los Leones, por el término de 18 meses, cuya vigencia se extenderá hasta el 23 de octubre de 2023.

Chañares Herrados – Mendoza

Con fecha 11 de marzo de 2021, mediante el Decreto Nro 224/2021, la Provincia de Mendoza adjudicó a la Emisora, junto con Petrolera Aconcagua Energía S.A., la explotación por un plazo de 25 años de la concesión del área Chañares Herrados ("CH"), situada en la Cuenca Cuyana.

Desde el 13 de marzo de 2021 (fecha en que se tomó la operación) y hasta el 31 de diciembre de 2021, se realizaron 18 reacondicionamientos de pozos que se encontraban parados y fueron puestos en producción y adicionalmente, ocho de los pozos cerrados se sometieron a estimulaciones y mejoras del sistema de extracción que dieron como resultado aumentos en la producción. La producción durante este período alcanzó los 146.375 bbls (500 bbl/día) al porcentaje de participación de la sociedad.

Las inversiones ejecutadas durante el año 2022 estuvieron principalmente relacionadas con 12 reactivaciones de pozos de petróleo, 11 reacondicionamientos de pozos de petróleo y 3 reacondicionamientos en pozos inyectoras de agua. La producción durante el año 2022 alcanzó los 204.318 bbls (560 bbl/día) al porcentaje de participación de la sociedad.



- Puesto Pozo Cercado Oriental

Desde la fecha efectiva de adquisición, el 1 de julio de 2022 hasta el 31 de diciembre, la UT realizó un reacondicionamiento en un pozo inyector de agua. La producción de petróleo durante este período alcanzó los 21.543 bbls (117 bbl/día) al porcentaje de participación de la sociedad.

Actividades de investigación, desarrollo e innovación

Durante los ejercicios 2020, 2021 y 2022, la Compañía no ha patrocinado actividades de investigación desarrollo e innovación.

Política Ambiental

La Compañía tiene como objetivo contribuir a la mejora en la calidad de vida a través de la sostenibilidad ambiental, realizando sus mejores esfuerzos para reducir el impacto ambiental de sus actividades, por ejemplo, haciendo un uso racional de los recursos.

Todos los proyectos de la Compañía cumplen con las exigencias normativas nacionales, provinciales y municipales. Estas regulaciones generalmente le exigen a la Compañía obtener permisos, certificados y autorizaciones de autoridades gubernamentales en relación con sus operaciones.

La Compañía lleva a cabo sus actividades bajo la guía de los siguientes principios:

- Incrementar la conciencia y el respeto de sus integrantes por el uso racional y responsable de los recursos naturales.
- Cumplir con las exigencias legales aplicables.
- Procurar la mejora continua en el desempeño, tendiendo a la mitigación de los impactos ambientales negativos de la actividad (en su defecto, la eficaz contención de los mismos) y el incremento de los impactos de carácter positivo, en cantidad, calidad y seguridad, en la medida de lo posible.

Políticas de Dividendos

La Emisora no tiene una política de dividendos determinada y podrá decidir en el futuro pagar dividendos de acuerdo con la ley aplicable o basada en diversos factores que pudieran existir en ese momento. La política de dividendos de la Emisora 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 restricciones legales y contractuales existentes, las perspectivas futuras y cualquier otro factor que el directorio de la Emisora considere relevante.

Pueden declararse y pagarse dividendos legalmente sólo con los resultados no asignados expuestos en los estados financieros anuales confeccionados de conformidad con las Normas de la CNV y aprobados por la asamblea de accionistas anual ordinaria.

De acuerdo con el estatuto de la Emisora, sus ganancias realizadas y líquidas se destinan: a) 5%, hasta alcanzar el 20% del capital suscrito para el fondo de reserva legal; b) a remuneraciones de los directores y síndicos, en su caso, y c) al destino que determine la asamblea. Los dividendos deben ser pagados en proporción a las respectivas integraciones, dentro del año de su sanción, salvo que, para un determinado ejercicio, los accionistas expresamente dispongan lo contrario.



IV – INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

Directores o Administradores y Gerencia

Nómina de Directores

La designación de los Directores de la Emisora que se detalla a continuación fue hecha por la Asamblea General Ordinaria de la Emisora del 19 de abril de 2023. A la fecha de este Prospecto, dicha designación de autoridades aún está pendiente de inscripción ante la Inspección General de Justicia.

Nombre y Apellido	C.U.I.T.	Cargo	Fecha de Nombramiento	Fecha de Vencimiento o del mandato	Domicilio Especial	Carácter (*)
Roberto Domínguez	20-04751681-2	Presidente	19/04/2023	31/12/2023	Godoy Cruz 2769, piso 4º, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.	No independiente
Margarita Isabel Tormakh	27-17108023-7	Vicepresidente	19/04/2023	31/12/2023	Godoy Cruz 2769, piso 4º, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.	No independiente
Andrés Peralta	20-13978986-6	Director Titular	19/04/2023	31/12/2023	Av. Corrientes 1174, piso 7º, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.	No independiente
Juan Manuel Llado	20-27535040-1	Director Titular	19/04/2023	31/12/2023	Av. Corrientes 1174, piso 7º, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.	No independiente
Julián Andrés Racauchi	20-21923611-6	Director Suplente	19/04/2023	31/12/2023	Av. Corrientes 1174, piso 7º, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.	No independiente

()Conforme con los términos del art. 11, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV.*

Nómina de la Comisión Fiscalizadora

La designación de los Síndicos de la Emisora que se detalla a continuación fue hecha por la Asamblea General Ordinaria de la Emisora del 19 de abril de 2023.

Nombre y Apellido	C.U.I.T.	Cargo	Fecha de Nombramiento	Fecha de Vencimiento del cargo	Domicilio especial	Carácter (*)
Rodolfo Eduardo Moresi	20-16137787-3	Síndico Titular	19/04/2023	31/12/2023	Calle Tucumán 829 3 "A", CABA	Independiente
Fabiana Lucía García	27-18272432-2	Síndico Titular	19/04/2023	31/12/2023	Calle Tucumán 829 3 "A", CABA	Independiente
Raúl Alberto Muñoz	23-13131625-9	Síndico Titular	19/04/2023	31/12/2023	Calle Tucumán 829 3 "A", CABA	Independiente
Pablo Gastón Muñoz	20-33534020-6	Síndico Suplente	19/04/2023	31/12/2023	Calle Tucumán 829 3 "A", CABA	Independiente



Carlos Eduardo González	20-29043000-4	Síndico Suplente	19/04/2023	31/12/2023	Calle Tucumán 829 3 "A", CABA	Independiente
Analia Silvia Padín	27-34400156-6	Síndico Suplente	19/04/2023	31/12/2023	Calle Tucumán 829 3 "A", CABA	Independiente

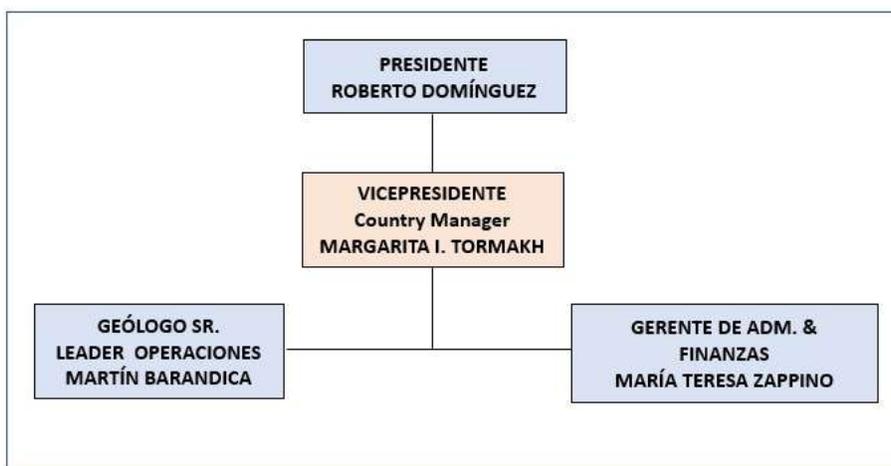
(*) Conforme con los términos del art. 12, Sección III, Capítulo III, Título II de las Normas de la CNV.

Nómina de Gerentes de Primera Línea

Los gerentes de primera línea de la Sociedad son los siguientes:

Nombre y Apellido	Cargo
Roberto Domínguez	Presidente
Margarita I. Tormakh	Country Manager
Maria Teresa Zappino	Gerente Administración y Finanzas

En el siguiente gráfico se puede visualizar la estructura completa de Gerentes, entre los que se encuentran los Gerentes de Primera Línea mencionados precedentemente:



Descripciones Biográficas

A continuación, se presenta una breve descripción biográfica de los miembros del Directorio, Comisión Fiscalizadora y gerentes de primera línea de la Emisora:

Roberto Domínguez, nacido el 19 de julio de 1948, es miembro titular del Directorio de la Sociedad. El Sr. Domínguez es Contador Público, graduado de la Universidad Nacional de Mar del Plata. Se incorporó a la actividad bancaria en 1972, ocupando el cargo de Auditor Externo de entidades financieras, como asesor económico financiero de la Federación de Bancos Cooperativos y Banco Mundial. El Sr. Domínguez también se desempeñó como Vicepresidente y Director Ejecutivo Duff & Phelps de Argentina – Calificadora de riesgo como Presidente de Associated Auditors S.A. Adicionalmente, se desempeña como Director Titular en las siguientes sociedades: Banco de Servicios y Transacciones S.A., Grupo ST S.A., ST Inversiones S.A., Crédito Directo S.A., Tecevall S.A., CMS de Argentina S.A.,

Orígenes Seguros de Retiro S.A., Orígenes Seguros S.A., Herbyes S.A., Liminar Energía S.A., Liminar S.A., Gestión de Préstamos y Cobranzas S.A., Best Leasing S.A., Genes II Seguros de Retiro S.A. Fidus S.G.R. Forma parte de la Sociedad como director titular desde el 2018.

Margarita I. Tormakh, nacida el 23 de agosto de 1964, es miembro titular del Directorio de la Sociedad, y actualmente es la Vicepresidente de la Sociedad. La Sra. Tormakh es economista. Antes de ingresar a CPE, fue coordinadora de servicios financieros en Grupo ST S.A. y Directora de Capital Markets en Banco Servicios y Transacciones, ambas compañías privadas del sector financiero, de seguros y de la industria inmobiliaria, afiliadas a Liminar Energía S.A. La Sra. Tormakh también se desempeñó como Directora Ejecutiva en Macro Valores S.A. La Sra. Tormakh es directora de la Sociedad desde 2014 y vicepresidenta desde el 2015.

Andrés Pedro Peralta, nacido del 3 de julio de 1959, Empresario argentino. Es miembro titular del Directorio de la Sociedad. Cuenta con amplia experiencia en el sector financiero y de seguros donde se desempeñó entre otras posiciones ejecutivas como Vicepresidente de CMS de Argentina SA, Director de Orígenes Seguros de Retiro, Director de Life Seguros, y Presidente de Josefina Holding SA. Tiene domicilio especial en Avenida Corrientes 1174, Piso 3, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Juan Manuel Lladó, nacido el 30 de julio de 1979, es miembro titular del Directorio de la Sociedad. El Sr. Lladó es abogado graduado de la Universidad de Buenos Aires y posee un Máster en Finanzas de la Universidad del CEMA. Adicionalmente se desempeña como Gerente de Asuntos Legales en Orígenes Seguros de Retiro S.A. y en Orígenes Seguros S.A. Ha sido Gerente de Asuntos Legales y Gerente de Banca Fiduciaria y Negocios Asociados de Banco de Servicios y Transacciones S.A., Gerente de Legales en Credilogros Cía. Financiera S.A., y previamente abogado en Klein & Franco Abogados. Asimismo, se desempeña como Director Titular en las siguientes sociedades: América Latina Eventos y Producciones S.A., Grupo ST S.A., Liminar Energía S.A., Banco de Servicios y Transacciones S.A., Crédito Directo S.A., Liminar Energía S.A., Gestión de Préstamos y Cobranzas S.A., y Best Leasing S.A. Forma parte de la Sociedad como director titular desde el 2015.

Julián Andrés Racauchi, nacido el 20 de octubre de 1970, es miembro suplente del Directorio de la Sociedad. El Sr. Racauchi es Abogado egresado de la Universidad de Belgrano en el año 1994 e integrante el Estudio Racauchi y Asociados. Adicionalmente se desempeña como Director Titular en las siguientes sociedades: Banco de Servicios y Transacciones S.A., Grupo ST S.A., CMS de Argentina S.A., Liminar Energía S.A., Abus Securities S.A., Abus Las Américas I S.A., Orígenes Seguros de Retiro S.A., Orígenes Seguros S.A., Emprendimientos del Puerto S.A., Oberli S.A., Torres del Puerto S.A., Proyectos Edilicios S.A., Invhotel S.A., Fortecar S.A., Automotores Pampeanos S.A., Open Cars S.A., Orient Car S.A., Granville S.A., Grupo Chateau S.A. y Genes II Seguros de Retiro. Forma parte de la Sociedad como director suplente desde el 2018.

Raúl Alberto Muñoz: Síndico Titular. Argentino. Es contador egresado de la Universidad de Belgrano. Adicionalmente se desempeña como Socio de Muñoz, Moresi y Durand Asociados estudio contable, con especialización en asesoramiento fiscal y auditorías de estados contables y especiales de Joint Ventures. Ha sido Gerente de Impuesto de Finsterbush, Sibille & Asoc. Profesor Adjunto de la materia Teoría y Técnica Impositiva I de la Universidad de Buenos Aires, (Desde 1998), ha sido Profesor Asociado de Finanzas e Impuestos I de la Universidad del Centro de la Provincia de Buenos Aires (hasta octubre de 2012) S.A. Asimismo ejerce el cargo de Director Titular en Juan Carlos Herrera e Hijos SA, y el cargo de síndico en Cirilo Ayling S.A., Madalena Energy Argentina S.R.L. y Rodados Aurora S.A. Forma parte de la Sociedad como Síndico titular desde 2012.

Fabiana Lucía García. Síndico Titular. Argentina. Es Contadora Pública Nacional egresada de la Universidad de Buenos Aires. Comenzó como empleada en el Estudio Muñoz y Durand Asociados en septiembre de 1991, siendo asociada en la actualidad. Forma parte de la Sociedad como Síndico suplente desde 2012.

Rodolfo Eduardo Moresi. Síndico Titular. Argentino. Es Contador Público egresado de la Universidad de Católica Argentina en 1989. Se desempeña como Socio de Muñoz, Moresi y Durand Asociados estudio contable, con especialización en asesoramiento fiscal y auditorías de estados contables y especiales de Joint Ventures. Ha sido

Gerente administrativo de Norinsa S.A. (Empresa agropecuaria). Jefe de contaduría de Rangua S.A. (Empresa constructora), Senior de Auditoría del estudio Pipkin, Venialbo & Asociados. Síndico de Quintana E&P Argentina SRL.

Analia Silvia Padin. Síndico Suplente. Argentina. Es Contadora Pública egresada de la Universidad de Buenos Aires en 2019. Se desempeñó en la administración de IBM Argentina SA y La Llama Perfecta SA y como Senior de Auditoría del Estudio Muñoz, Moresi y Durand Asociados. Actualmente se desempeña en forma independiente. Ha participado en Congresos Profesionales y en cursos de su materia.

Carlos Eduardo González. Síndico Suplente Argentino. Argentino. Es Contador Público egresado de la Universidad del Museo Social en 2019. Se desempeña desde el año 2010 en el Estudio Muñoz, Moresi y Durand Asociados como Senior de Auditoría. Ha participado en Congresos Profesionales y en cursos de su materia.

Pablo Gastón Muñoz. Argentino. Síndico Suplente. Es Abogado egresado de la Universidad Argentina de la Empresa en 2015. Se desempeñó como abogado en el Estudio Martiarena & Asoc. Actualmente es Asociado en el Estudio Beati desde el año 2017. Es Director de Juan Carlos Herrera e Hijos S.A. Ha realizado distintos cursos en el Colegio de Abogados de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Remuneración

La Ley General de Sociedades establece que la remuneración a pagar a todos los directores (incluyendo aquellos directores que también sean miembros de la gerencia) en un ejercicio económico no podrá superar el 5% de la ganancia neta de dicho ejercicio económico, si la sociedad no paga dividendos respecto de dicha ganancia neta. La Ley General de Sociedades aumenta la limitación anual a la remuneración de los directores al 25% de la ganancia neta si toda la ganancia neta correspondiente a dicho ejercicio se distribuye como dividendos. Dicho porcentaje se reduce proporcionalmente en función de la relación entre la ganancia neta y los dividendos distribuidos. La Ley General de Sociedades también prevé que la asamblea de accionistas puede aprobar la remuneración de los directores por encima de los límites establecidos por la Ley General de Sociedades en caso de que la sociedad 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.

Al 31 de diciembre de 2022, las remuneraciones al Directorio y Comisión Fiscalizadora ascienden a \$16.421.097.

Información sobre participaciones accionarias

No existen entre los accionistas y la Emisora opciones relativas a acciones de la sociedad, como así tampoco existen convenios que otorguen participación a los empleados en el capital de la Emisora.

A continuación, se describen las participaciones indirectas de los directores en la Compañía.

Roberto Domínguez accionista en forma indirecta de la Compañía, debido a que es accionista con una participación del 45% en Liminar Energía S.A., y esta última, a su vez, posee una participación del 59,5% en Crown Point Energy Inc. que controla con una participación del 97,56% a la Sociedad.

Gobierno Corporativo

La Sociedad mantiene un Código de Ética y Conducta, aprobado por la reunión de Directorio celebrada el 28 de diciembre de 2020, que reúne los estándares de conducta profesional de la Emisora y se responsabiliza de que sus objetivos y estándares sean ampliamente difundidos dentro de la organización. Este documento es firmado por los Directores, la Alta Gerencia y el resto del personal.



Este código contiene estándares profesionales y valores societarios, pautas de conductas y reglas que regirán la conducta de los empleados de la Sociedad. Este código es aplicable a la resolución de otros conflictos, fuera del ámbito del Directorio, que puedan llegar a surgir.

Adicionalmente, la Sociedad cuenta con un Código de Gobierno Corporativo, aprobado por la reunión de Directorio celebrada el 11 de marzo de 2022, el cual recepta las recomendaciones de gobierno corporativo contempladas en el Código de Gobierno Societario emitido por la CNV y reúne los principios relativos a las funciones, composición, nominación, sucesión y remuneración del Directorio, así como su presidencia y secretaría; el ambiente de control; ética, integridad y cumplimiento; y la relación con accionistas y partes interesadas.

El Código de Gobierno Corporativo de la Sociedad correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 se encuentra publicado en AIF bajo el ID #2889830.

De conformidad con lo descrito en el Código de Gobierno, la Compañía aplica todas las prácticas propuestas.

Empleados

La Compañía contaba con 13 al 31 de diciembre de 2020, 2021 y 2022. La nómina de todos los ejercicios se divide en partes equitativas en departamentos de: Administración, Finanzas, Operaciones y Gerencia.

La dotación de personal a la fecha de este Prospecto asciende a 14 empleados, en su mayoría profesionales con títulos de grado y postgrado que cuentan con trayectoria en la industria del petróleo y gas. Se informa que la Compañía está cumpliendo regularmente con los pagos de los sueldos de sus empleados y que los mismos no han sufrido modificaciones ni suspensiones u otras medidas respecto al vínculo laboral.

El elevado nivel de profesionalismo sumado a la estructuración de procedimientos de operaciones activas permite a las áreas cooperar y desempeñarse con alta eficiencia y calidad.

Con esta estructura definida se complementan los equipos de trabajo de las Áreas Administración & Finanzas y Operaciones previendo para el ejercicio 2023 sólo incorporaciones de recursos, en la medida que el volumen de operaciones lo requiera.

La estructura con la que cuenta la Emisora, sumada a la alta calificación de los recursos incorporados, constituyen el elemento clave para llevar adelante sus planes de negocios.

A fin de ser más eficiente y abocarse al negocio, la Emisora ha tercerizado y descentralizado en consultoras especializadas y de reconocida trayectoria los servicios de asesoramiento y consultoría de Reservas, Ambiente y Seguridad e Higiene.

En definitiva, las políticas de recursos humanos y la estructura organizacional consolidada tienen como objetivos centrales asegurar:

- El logro de los objetivos planteados en el plan estratégico;
- Optimizar la relación Costo-Ingreso;
- Tener altísima eficacia operativa y financiera;
- Control de las operaciones y los procesos;
- Potenciar el valor del capital humano, promoviendo el desarrollo a partir de iniciativa y liderazgo;
- Crear una cultura de colaboración y trabajo en equipo con orientación a la eficiencia operativa; y
- Generar el mayor valor agregado para la empresa y sus accionistas.



Asesores legales

La asesoría legal del Emisor en relación con la creación del Programa está a cargo del Estudio Salaverri, Burgio & Wetzler Malbrán, con domicilio en Avenida del Libertador 602, piso 3, (C1001ABT), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina.

Información de los Auditores

Price Waterhouse & Co. S.R.L (“PwC”), inscriptos en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (“CPCECABA”) bajo el T° 1 F° 17, es la firma de auditoría de la Emisora. Asimismo, en lo que respecta a la Emisora, se manifiesta que el Sr. Hernán Pablo Rodríguez Cancelo Araujo, CUIT 20-21478674-6, inscripto en el CPCECABA en fecha 02/10/2012 al T° 371 F° 009. con domicilio en Bouchard 557- Piso 8º Ciudad Autónoma de Buenos Aires, perteneciente a PwC , ha auditado, respectivamente: (i) los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, presentados en forma comparativa con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, (ii) los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, presentados en forma comparativa con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, y (iii) los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2020, presentados en forma comparativa con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019; todos éstos preparados por la Emisora de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés) e interpretaciones del Comité de Interpretación de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF).

Mediante Acta de Asamblea General Ordinaria N° 44 de fecha 19 de abril de 2023 se resolvió designar al Sr. Hernán Pablo Rodríguez Cancelo Araujo, CUIT 20-21478674-6, inscripto en el CPCECABA en fecha 02/10/2012 al T° 371 F° 009 se desempeñará como auditor titular, y a los Sres. Ezequiel Luis Mirazón, CUIT 20-21475522-0 inscripto en el CPCECABA T° 238 F° 126, Mariano Carlos Tomatis, CUIT 20-22147772-4 inscripto en el CPCECABA T° 241 F° 118, como Auditor suplente, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. El domicilio de PwC es Bouchard 557 – Piso 8º, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Los socios integrantes de la firma auditora se encuentran matriculados en el CPCECABA. Tanto Hernán Pablo Rodríguez Cancelo Araujo como Ezequiel Luis Mirazón, se encuentran registrados ante la CNV bajo los números de orden 691 y 534, respectivamente.

PwC es una de las firmas miembro de la red global de PricewaterhouseCoopers International Limited, una compañía privada del Reino Unido limitada por garantía, y su red de firmas miembros, cada una como una entidad única e independiente y legalmente separada. Una descripción detallada de la estructura legal de PricewaterhouseCoopers International Limited y sus firmas miembros puede verse en el sitio web <http://www.pwc.com/structure>.



V – TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL PROGRAMA

A continuación, se describen los términos y condiciones generales del Programa, de conformidad con el cual podrán ser emitidas las Obligaciones Negociables. En los documentos correspondientes a cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables se detallarán los términos y condiciones específicos de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, los cuales complementarán y/o modificarán dichos términos y condiciones generales con respecto a las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión. Las referencias a “documentos correspondientes”, deben entenderse como referencias al suplemento de prospecto de la clase y/o serie de Obligaciones Negociables en cuestión.

Forma

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones), con garantía común, especial, y/o flotante, y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros), subordinadas o no y/o con recurso limitado y exclusivo a determinados activos de la Emisora.

Asimismo, las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o cartular, pudiendo, según corresponda, estar representadas por certificados globales o definitivos, de acuerdo con lo establecido por la Ley N° 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados o de cualquier otra forma que sea permitida conforme las normas vigentes y según lo que se determine en los documentos correspondientes.

Descripción

Las Obligaciones Negociables podrán estar subordinadas o no, contar con garantía común sobre el patrimonio de la Sociedad y/o especial y/o flotante, con o sin recurso limitado, y con o sin garantía de terceros, todo ello conforme se determine en los documentos correspondientes. Asimismo, podrán ser avaladas por terceras personas. Se podrán emitir Clases de Obligaciones Negociables con el destino específico de financiar determinados proyectos, desarrollos o construcciones de la Sociedad.

Monto Máximo

El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de setenta y cinco millones de dólares estadounidenses (US\$ 75.000.000) o su equivalente en otras monedas o unidades de valor. A fin de determinar el monto total de Obligaciones Negociables en circulación en la fecha de emisión de nuevas Obligaciones Negociables, se incluirá en los documentos correspondientes, en caso de que las Obligaciones Negociables en cuestión se emitan en una moneda diferente al dólar estadounidense, la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el dólar estadounidense.

Duración del Programa

Las Obligaciones Negociables serán emitidas dentro de los cinco (5) años contados a partir de la autorización del Programa por parte del Directorio de la CNV o cualquier otro plazo mayor que se autorice conforme a las normas aplicables. El vencimiento de las Obligaciones Negociables podrá operar con posterioridad al vencimiento del Programa.

Monedas o Unidades de Valor

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas según se especifique en los documentos correspondientes, en: (i) Pesos; (ii) cualquier moneda extranjera; (iii) Unidades de Vivienda (“UVI”), actualizable por el índice del costo de la construcción en el Gran Buenos Aires (“ICC”); (iv) Unidades de Valor Adquisitivo (“UVA”) actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia – Ley N° 25.827 (“CER”); o (v) siempre que la normativa aplicable lo



admira, otras unidades de valor reglamentadas. Adicionalmente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital e intereses pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por la ley aplicable.

Vencimientos

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los documentos correspondientes. En la medida en que así lo requieran las normas legales vigentes, las Obligaciones Negociables denominadas en unidades de valor UVA actualizables por el CER o en UVI actualizables por el ICC deberán emitirse con un plazo de amortización no inferior a dos años contados desde la fecha de emisión.

Precio de Emisión

La Compañía podrá emitir Obligaciones Negociables a su monto nominal, con descuento, con prima sobre el valor par o según se determine en los documentos correspondientes.

Clases y Series

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas clases, con términos y condiciones específicos diferentes entre las Obligaciones Negociables de las distintas clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma clase podrán ser emitidas en distintas series con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma clase, y aunque las Obligaciones Negociables de las distintas series podrán tener diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión, las Obligaciones Negociables de una misma serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión. Los términos y condiciones aplicables a cada clase y/o serie serán los que se especifiquen en los documentos correspondientes.

Intereses

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o variable, no devengar intereses, devengar intereses de acuerdo con cualquier otro mecanismo o retribuir el capital de cualquier otro modo, según se especifique en los documentos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, si se previesen intereses, el capital de las Obligaciones Negociables devengará intereses compensatorios desde (e incluyendo) la fecha de emisión de las mismas, y hasta (y excluyendo) la fecha en que dicho capital sea amortizado). Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifique en los documentos correspondientes. Los intereses se calcularán en función de los días transcurridos desde el desembolso del capital o el último pago de intereses (incluyendo ese día), según corresponda, y hasta la fecha de su efectivo pago (excluyendo ese día), tomando como base un año de 365 días (cantidad real de días transcurridos/365).

Denominación

Las Obligaciones Negociables serán emitidas en aquellas denominaciones que sean establecidas oportunamente en los documentos correspondientes, sujeto a las denominaciones mínimas que exijan las normas aplicables.

Registro, Transferencias, Gravámenes y Medidas Precautorias; Depósito Colectivo

El agente de registro de las Obligaciones Negociables será, en su caso, aquel que se especifique en los documentos correspondientes. A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, las transferencias de Obligaciones Negociables serán, en su caso, efectuadas de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de registro en cuestión.



A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, el correspondiente agente de registro anotará, en su caso, en el registro de las Obligaciones Negociables en cuestión todo gravamen y/o medida precautoria que se constituya sobre las mismas de acuerdo con cualquier instrucción escrita recibida del tenedor de las Obligaciones Negociables en cuestión y/o con cualquier orden dictada por un tribunal y/u otra autoridad competente.

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser ingresadas en sistemas de depósito colectivo autorizados por las normas vigentes, en cuyo caso resultarán aplicables a las Obligaciones Negociables en cuestión los procedimientos aplicables del sistema de depósito colectivo en cuestión (incluyendo, sin limitación, los relativos al depósito, registro, transferencias, gravámenes y medidas precautorias).

La Emisora podrá, a su solo criterio, solicitar la admisión de las Obligaciones Negociables para su compensación a través de los sistemas de Euroclear S.A/N.V., Clearstream Banking, Société Anonyme, Depositary Trust Company, y/u otro sistema de compensación similar.

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, “tenedor” de Obligaciones Negociables es aquel que, en la correspondiente fecha de determinación, figura como tal en el registro que a tal fin lleve el correspondiente agente de registro o surja del sistema de depósito colectivo, según corresponda.

Montos Adicionales

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, la Emisora realizará los pagos respecto de Obligaciones Negociables sin retención o deducción de impuestos, tasas, contribuciones y/u otras cargas gubernamentales presentes o futuras de cualquier naturaleza fijadas por Argentina, o cualquier subdivisión política de la misma o autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales. En caso de que las normas vigentes exijan practicar tales retenciones o deducciones, la Emisora, en el mismo momento en que efectúe la retención y/o deducción en cuestión, pagarán los montos adicionales necesarios para que los tenedores reciban el mismo monto que habrían recibido respecto de pagos bajo las Obligaciones Negociables de no haberse practicado tales retenciones o deducciones.

Sin embargo, y a menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, la Emisora no abonará tales montos adicionales al tenedor de las Obligaciones Negociables en cuestión cuando: (i) en el caso de pagos para los cuales se requiere la presentación de las Obligaciones Negociables para su cancelación, cualquiera de dichas Obligaciones Negociables no fuera presentada por dicho tenedor dentro de los 30 días posteriores a la fecha en que dicho pago se tornó pagadero; (ii) cuando tales deducciones y/o retenciones resultan aplicables en virtud de una conexión entre el tenedor y la Argentina, cualquier subdivisión política de la misma, y/o cualquier autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales, que no sea la mera tenencia de las Obligaciones Negociables y la percepción de pagos de capital, intereses y/u otros montos adeudados en virtud de las Obligaciones Negociables; (iii) en la medida en que tal impuesto, tasa, contribución u otra carga gubernamental no se hubiera impuesto y/o deducido y/o retenido de no ser por la omisión del tenedor de Obligaciones Negociables y/o de cualquier otra persona requerida por las normas aplicables, luego de transcurridos 30 días de así serle requerido por la Emisora por escrito, de proporcionar información, documentos u otras pruebas, en la forma y en las condiciones requeridas por las normas aplicables relativas a la nacionalidad, residencia, identidad, o en relación con una conexión con la Argentina de dicho tenedor o de dicha persona u otra información significativa si tales requisitos fueran exigidos o impuestos por las normas aplicables como una condición previa para una exención total o parcial de dicho impuesto, tasa, contribución y/u otra carga gubernamental; (iv) cuando sea en relación con cualquier impuesto que grave la masa hereditaria, activo, herencia, donación, venta, transferencia o impuesto sobre los bienes personales o impuesto, contribución o carga gubernamental similar; (v) respecto de cualquier impuesto, tasa, contribución u otra carga gubernamental que no fuera pagadera por vía de deducción o retención de los pagos de las Obligaciones Negociables; (vi) respecto de impuestos que no habrían sido fijados si el tenedor hubiera presentado dicha



Obligación Negociable para el cobro (cuando se requiera tal presentación) a otro agente de pago; (vii) tales deducciones y/o retenciones sean, en su caso, efectuadas por la Sociedad por haber actuado la misma como “obligado sustituto” del impuesto a los bienes personales argentino con respecto a las Obligaciones Negociables en cuestión y/o a cuenta de cualquier obligado sustituto de dicho impuesto; y/o (viii) cualquier combinación de (i) a (vii).

Tampoco se pagarán montos adicionales respecto de cualquier pago sobre cualquier Obligación Negociable a cualquier tenedor que fuera un fiduciario, sociedad de personas o cualquier persona que no sea el único titular beneficiario de dicho pago, si un beneficiario o fideicomitente respecto de dicho fiduciario, un socio de tal sociedad de personas o el titular beneficiario de dicho pago no habría tenido derecho a los montos adicionales de haber sido el efectivo tenedor de dicha Obligación Negociable.

Acción Ejecutiva

En el supuesto de incumplimiento por parte de la Emisora en el pago de cualquier monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, los tenedores de las mismas podrán iniciar acciones ejecutivas ante tribunales competentes de la Argentina para reclamar el pago de los montos adeudados por la Sociedad.

En caso de que las Obligaciones Negociables fueran nominativas no endosables representados por títulos globales, y los beneficiarios tengan participaciones en los mismos, pero no sean los titulares registrales de las mismas, el correspondiente depositario podrá expedir certificados de tenencia a favor de tales beneficiarios a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas. Asimismo, en caso de que las Obligaciones Negociables fueran escriturales, el correspondiente agente de registro podrá expedir certificados de tenencia a favor de los titulares registrales en cuestión a solicitud de éstos y éstos podrán iniciar con tales certificados las acciones ejecutivas mencionadas.

Rango

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, las Obligaciones Negociables serán obligaciones directas e incondicionales de la Emisora, con garantía común sobre su patrimonio y gozarán del mismo grado de privilegio sin ninguna preferencia entre sí. Salvo que las Obligaciones Negociables fueran subordinadas, las obligaciones de pago de la Emisora respecto de las Obligaciones Negociables, salvo lo dispuesto o lo que pudiera ser contemplado por la ley argentina, tendrán en todo momento por lo menos igual prioridad de pago que todas las demás obligaciones con garantía común, no subordinadas, presentes y futuras, oportunamente vigentes de la Emisora.

Compromisos

La Compañía podrá asumir compromisos con relación a cada clase de Obligaciones Negociables, los cuales se especificarán en los documentos correspondientes.

Jurisdicción

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, toda controversia que se suscite entre la Emisora y los tenedores de Obligaciones Negociables en relación con las Obligaciones Negociables se resolverá definitivamente por el Tribunal de Arbitraje General de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (“BCBA”), de acuerdo con la reglamentación vigente para el arbitraje de derecho, y en virtud de la delegación de facultades otorgadas por BYMA a la BCBA en materia de constitución de tribunales arbitrales, de conformidad con lo dispuesto en la Resolución N° 18.629 de la CNV. No obstante lo anterior, de conformidad con el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, los inversores tendrán el derecho de optar por acudir a los tribunales judiciales competentes. Asimismo, en los casos en que las normas vigentes establezcan la acumulación de acciones entabladas con idéntica finalidad ante un solo tribunal, la acumulación se efectuará ante el tribunal judicial competente.



Ley Aplicable

Las Obligaciones Negociables se registrarán por, y serán interpretadas de conformidad con, las leyes de Argentina y/o de cualquier otra jurisdicción que se especifique en los documentos correspondientes (incluyendo, sin limitación, las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos); estableciéndose, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Obligaciones Negociables por la Emisora, así como todas las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables sean “obligaciones negociables” bajo las leyes de Argentina, se registrarán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley General de Sociedades y todas las demás normas vigentes argentinas.

Reemplazo

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, en caso de deterioro, extravío y/o sustracción de cualquier título global o título definitivo que represente Obligaciones Negociables, el procedimiento se ajustará a lo establecido en la Sección 4°, artículos 1.852 y concordantes del Código Civil y Comercial de la Nación. Entre las disposiciones del Código Civil y Comercial de la Nación se encuentran la obligación de cada emisor de suspender los efectos de los títulos respecto a terceros bajo responsabilidad del peticionante, y entregar al denunciante constancia de su presentación y de la suspensión dispuesta y de efectuar las publicaciones en el Boletín Oficial y en uno de los diarios de mayor circulación en la República Argentina, por un día.

En el caso de que los títulos valores coticen públicamente, además de las publicaciones mencionadas en el párrafo anterior, el emisor o entidad que recibe la denuncia, está obligado a comunicarla en la entidad en la que coticen más cerca de su domicilio y, en caso, al emisor en el mismo día de su recepción, y tratándose de títulos valores nominativos no endosables, dándose las condiciones previstas para los certificados provisorios, extender directamente un nuevo título valor definitivo a nombre del titular.

Los títulos emitidos en virtud de cualquier reemplazo de títulos conforme con esta cláusula serán obligaciones válidas de la Emisora y evidenciarán la misma deuda y tendrán derecho a los mismos beneficios que los títulos reemplazados. A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, los nuevos títulos serán entregados en las oficinas de la Emisora que se detallan en el presente Prospecto, y los gastos y costos derivados de la realización de cualquier reemplazo de Obligaciones Negociables, incluyendo el pago de las sumas suficientes para cubrir cualquier impuesto, tasa, contribución y/u otra carga gubernamental presente o futura de cualquier naturaleza, serán soportados por el titular registral que solicite el reemplazo en cuestión.

Pagos

El agente de pago de las Obligaciones Negociables será, en su caso, aquel que se especifique en los documentos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, todos los pagos de capital, intereses y/o cualquier otro monto adeudado por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables serán efectuados por la Emisora a través del correspondiente agente de pago o sistema de depósito colectivo, según corresponda, de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de pago o sistema de depósito colectivo en cuestión.

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, los pagos de capital, intereses y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, serán efectuados a las personas a cuyo nombre estén registrados las Obligaciones Negociables al final del quinto Día Hábil (según se define más adelante) anterior a la fecha en la cual se deban pagar los intereses y/o cualquier otro monto en cuestión.

Todos los pagos que la Emisora deba realizar en virtud de las Obligaciones Negociables se efectuarán en la moneda prevista en los documentos correspondientes. En el supuesto de Obligaciones Negociables pagaderas en una moneda que no sea pesos y, salvo que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, los pagos



serán efectuados en la moneda determinada en cumplimiento de las normas que pudieran resultar aplicables al respecto.

Los pagos a realizarse en relación con las Obligaciones Negociables en concepto de capital, intereses y/o cualquier otro monto deberán ser realizados en las fechas que se establezcan en los documentos correspondientes. A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, si el correspondiente día de pago de capital, intereses y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables no fuera un Día Hábil, dicho pago de capital, intereses y/o cualquier otro monto no será efectuado en dicha fecha sino en el Día Hábil inmediatamente posterior. Cualquier pago de capital, intereses y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables efectuado en dicho Día Hábil inmediatamente posterior tendrá la misma validez que si hubiera sido efectuado en la fecha en la cual vencía el pago de capital, intereses y/o cualquier otro monto adeudado en cuestión, sin perjuicio de que se devengarán los correspondientes intereses hasta dicho Día Hábil inmediatamente posterior.

Se considerará "Día Hábil" cualquier día que no sea sábado, domingo o cualquier otro día en el cual los bancos comerciales en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires estuvieran autorizados o requeridos por las normas vigentes a cerrar o que, de otra forma, no estuvieran abiertos para operar.

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, los pagos de capital, intereses y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables ingresadas en sistemas de depósito colectivo serán efectuados de acuerdo con los procedimientos aplicables del sistema de depósito colectivo en cuestión.

Compra o Adquisición de Obligaciones Negociables por parte de la Sociedad

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, la Emisora y/o cualquier parte relacionada de la Emisora podrá, de acuerdo con las normas vigentes y en la medida permitida por dichas normas, en cualquier momento y de cualquier forma, comprar y/o de cualquier otra forma adquirir Obligaciones Negociables en circulación y realizar con ellas cualquier acto jurídico, pudiendo en tal caso la Sociedad y/o dicha parte relacionada de la Sociedad, sin carácter limitativo, mantener en cartera, transferir a terceros y/o cancelar tales Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables así adquiridos por la Sociedad (y/o por cualquier parte relacionada de la Sociedad), mientras no sean transferidos a un tercero (que no sea una parte relacionada de la Sociedad), no serán considerados en circulación a los efectos de calcular el quórum y/o las mayorías en las asambleas de tenedores de las Obligaciones Negociables en cuestión y no darán a la Sociedad ni a dicha parte relacionada de la Sociedad derecho a voto en tales asambleas y/o cualquier otro porcentaje de tenedores referido en el presente y/o en los documentos correspondientes.

Rescate

A menos que se indique lo contrario en los documentos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Sociedad y/o de los tenedores con anterioridad al vencimiento de los mismos (incluyendo el rescate por razones impositivas), de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales documentos. El rescate anticipado parcial se realizará respetando el principio de trato igualitario entre inversores.

Fiduciarios, Agentes Fiscales y Otros Agentes

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en el marco de contratos de fideicomiso y/o de contratos de agencia fiscal que, previa autorización de la CNV, oportunamente la Emisora celebre con entidades que actúen como fiduciarios y/o agentes fiscales, lo cual será especificado en los documentos correspondientes. Tales fiduciarios y/o agentes fiscales desempeñarán funciones solamente respecto de las clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en los respectivos contratos, y tendrán los derechos y obligaciones que se especifiquen en los mismos. Asimismo, la Emisora podrá designar otros agentes en relación con las Obligaciones Negociables para que desempeñen funciones solamente respecto de las clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en cada

caso. En caso de que se designara cualquier fiduciario y/o agente fiscal, y/o cualquier otro agente, en relación con las Obligaciones Negociables de cualquier clase, la Emisora deberá cumplir en tiempo y forma con los términos y condiciones de los respectivos contratos que celebre con tales fiduciarios, agentes fiscales y/o otros agentes.

Agentes Colocadores

La Emisora podrá designar uno o más agentes colocadores para la colocación de una o más clases y/o series de Obligaciones Negociables. Los agentes colocadores (y agentes co-colocadores o sub-colocadores, en su caso) de las Obligaciones Negociables de cada clase y/o serie serán aquellos que designe la Emisora. En los documentos correspondientes se detallará la denominación de los agentes colocadores (y agentes co-colocadores o sub-colocadores, en su caso), así como también se detallará la intervención de cualquier tomador en firme o garante, las modalidades bajo las que actuarán y su costo.

Modificación de Ciertos Términos y Condiciones

La Emisora puede, sin necesidad del consentimiento de ningún tenedor, modificar los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, para cualquiera de los siguientes fines:

- (i) agregar compromisos que la Emisora considere en beneficio de los tenedores de cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables;
- (ii) agregar eventos de incumplimiento en beneficio de los tenedores de cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables;
- (iii) designar un sucesor de cualquier agente de registro, agente de pago y/u otro agente;
- (iv) subsanar cualquier ambigüedad, defecto o inconsistencia en los términos y condiciones de cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables; y/o
- (v) introducir cualquier cambio que, en opinión de buena fe del Directorio de la Emisora, no afecte de modo sustancial y adverso el derecho de ningún tenedor de la clase y/o serie pertinente de Obligaciones Negociables.

Listado y negociación

La Emisora solicitará autorización para el listado y/o la negociación de una o más clases y/o series de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa en uno o más mercados autorizados del país y/o del exterior, según se especifique en los documentos correspondientes. En la medida que así lo exija la normativa aplicable, las Obligaciones Negociables de una clase deberán contar con autorización de listado y/o negociación en al menos un mercado autorizado.

Asambleas de tenedores

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, las asambleas de tenedores de una clase y/o serie de Obligaciones Negociables serán convocadas por el Directorio o, en su defecto, la Comisión Fiscalizadora de la Emisora cuando lo juzgue necesario y/o le fuera requerido por tenedores que representen, por lo menos, el 5% del monto total de capital en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, y para tratar y decidir sobre cualquier asunto que competa a la asamblea de tenedores en cuestión o para efectuar, otorgar y/o tomar toda solicitud, demanda, autorización, directiva, notificación, consentimiento, dispensa, renuncia y/u otra acción que debe ser efectuado, otorgado y/o tomado por la misma. Las asambleas se celebrarán en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en la fecha y en el lugar que determine la Emisora o en su caso el fiduciario o el agente fiscal designado en relación con las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión. Si una asamblea se convoca a solicitud de los tenedores referidos más arriba, el orden del día de la asamblea será el determinado en la solicitud y dicha asamblea será convocada dentro de los 40 días de la fecha en que la Emisora reciba tal solicitud. Toda asamblea de tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie será convocada en primera convocatoria con una antelación no inferior a diez días ni superior a 30 respecto de la fecha fijada para la asamblea, mediante publicaciones durante cinco Días Hábiles consecutivos en el Boletín Oficial de la



Argentina y en un diario de mayor circulación en la Argentina, o en segunda convocatoria con una antelación no inferior a ocho días respecto de la fecha fijada para la asamblea, mediante publicaciones durante tres Días Hábiles consecutivos en el Boletín Oficial de la Argentina y en un diario de mayor circulación en la Argentina. Las asambleas podrán convocarse en primera y segunda convocatoria mediante el mismo aviso de convocatoria. El aviso de convocatoria deberá incluir la fecha, lugar y hora de la asamblea, el correspondiente orden del día y los requisitos de asistencia, y quedando cualquier costo asociado a cargo de la Sociedad.

Todo tenedor de Obligaciones Negociables de la clase y/o serie correspondiente puede asistir a las asambleas en persona o a través de un apoderado. Los directores, funcionarios, gerentes, miembros de la comisión fiscalizadora y/o empleados de la Emisora no podrán ser designados como apoderados. Los tenedores que tengan la intención de asistir a las asambleas deberán notificar tal intención a la Emisora con no menos de tres Días Hábiles de anticipación al de la fecha fijada para la asamblea en cuestión. Los tenedores no podrán disponer de las Obligaciones Negociables a las cuales correspondan dichas comunicaciones hasta después de realizada la asamblea, a menos que sea cancelada la comunicación relativa a tales Obligaciones Negociables.

Las asambleas de tenedores pueden ser ordinarias o extraordinarias. Corresponde a la asamblea ordinaria la consideración de cualquier autorización, instrucción, o notificación y, en general, todos los asuntos que no sean competencia de la asamblea extraordinaria. Corresponde a la asamblea extraordinaria (i) toda modificación a los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables y (ii) las dispensas a cualquier disposición de las Obligaciones Negociables (incluyendo, pero no limitado a, las dispensas a un incumplimiento pasado o evento de incumplimiento bajo las mismas).

El quórum para la primera convocatoria estará constituido por el/los tenedor/es que represente/n no menos del 60% (en el caso de una asamblea extraordinaria) o la mayoría (en el caso de una asamblea ordinaria) del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie que corresponda, y si no se llegasen a completar dichos quóruns, se constituirá quórum para la asamblea convocada en segunda convocatoria a través de tenedor/es que represente/n no menos del 30% (en el caso de una asamblea extraordinaria) o cualquier valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables (para la asamblea ordinaria) de la clase y/o serie que corresponda. Tanto en las asambleas ordinarias como en las extraordinarias, ya sea en primera o en segunda convocatoria, las decisiones se tomarán por el voto afirmativo de tenedores que representen la mayoría absoluta del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie que corresponda según sea el caso presentes o representados en las asambleas en cuestión.

Las Obligaciones Negociables que hayan sido rescatadas y/o adquiridas por la Emisora y/o cualquier parte relacionada de la Emisora, mientras se mantengan en cartera, no darán al tenedor derecho a voto ni serán computadas para la determinación del quórum ni de las mayorías en las asambleas.

Todas las decisiones adoptadas por la asamblea serán concluyentes y vinculantes para todos los tenedores de Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, independientemente de si estaban presentes en la asamblea o no y de que hayan votado o no.

Las asambleas se regirán por las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables y las demás normas y requisitos vigentes establecidos por los mercados en los que liste la clase y/o serie de Obligaciones Negociables de que se trate en todo lo que no hubiera sido expresamente previsto en el presente.

Sin perjuicio de todo lo mencionado anteriormente bajo el presente título, de conformidad con el artículo 14, último párrafo de la Ley de Obligaciones Negociables, los documentos correspondientes podrán prever un procedimiento para obtener el consentimiento de la mayoría exigible de tenedores de Obligaciones Negociables sin necesidad de asamblea, por un medio fehaciente que asegure a todos los tenedores la debida información previa y el derecho a manifestarse.



Eventos de Incumplimiento

Los documentos correspondientes podrán prever qué acontecimientos, además de la falta de pago, constituirán un supuesto de incumplimiento bajo las Obligaciones Negociables. A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, el acaecimiento de un supuesto de incumplimiento respecto a una clase no generará el incumplimiento de otra clase.

Serán el agente de registro y el agente de pago que se designen en los documentos correspondientes.

Otras Emisiones de Obligaciones Negociables

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, la Emisora, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie en circulación, podrá en cualquier momento, pero sujeto a la autorización de la CNV, emitir nuevas Obligaciones Negociables de diferentes series dentro de una misma clase que tengan los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de dicha clase en circulación y que sean iguales en todo sentido, excepto por sus fechas de emisión y/o precios de emisión, de manera que tales nuevas Obligaciones Negociables sean consideradas Obligaciones Negociables de la misma clase que dichas Obligaciones Negociables en circulación y sean fungibles con los mismas. A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, la Compañía tampoco requerirá el consentimiento de los tenedores de las Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie en circulación para emitir nuevas clases bajo el Programa, sin perjuicio de que, al igual que en el caso mencionado en el párrafo precedente, dicha emisión estará sujeta a la autorización de la CNV.

Calificación de Riesgo

El Programa no contará con calificación de riesgo. Si se asignara una calificación de riesgo para una clase y/o serie de Obligaciones Negociables bajo el Programa, se informarán las calificaciones de riesgo respectivas en los documentos correspondientes.

FIX SCR S.A. Agente de Calificación de Riesgo (afiliada a Fitch Ratings) (“FIX”) en su informe de fecha 5 de mayo de 2023, confirmó en categoría “BBB+(arg)” la calificación de Emisor a Largo Plazo de la Emisora. Asimismo, asignó perspectiva negativa. El último informe puede ser consultado en el siguiente link:
<https://www.fixscr.com/emisor/view?type=emisor&id=4052>

Notificaciones

A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, todas las notificaciones a los tenedores de Obligaciones Negociables se considerarán debidamente efectuadas cuando se publiquen por un día en los sistemas de información dispuestos por los mercados en que vayan a listarse y/o negociarse las Obligaciones Negociables (o el medio informativo que lo reemplace) y en la AIF. Las notificaciones se considerarán efectuadas el día siguiente al día en que se realizó dicha publicación. El costo de cualquier publicación y/o notificación estará a cargo de la Sociedad. Sin perjuicio de ello, la Sociedad efectuará todas las publicaciones que requieran las Normas de la CNV y las demás normas vigentes, y, asimismo, en su caso, todas las publicaciones que requieran las normas vigentes de los mercados autorizados del país y/o mercados del exterior donde listen y/o negocien las Obligaciones Negociables. Asimismo, podrán disponerse medios de notificación adicionales complementarios para cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables, los cuales se especificarán en los documentos correspondientes.

Plan de Distribución

Las Obligaciones Negociables a ser emitidas en el marco del Programa serán ofrecidas al público en la Argentina de acuerdo con el Artículo 2 de la Ley de Mercado de Capitales Nº 26.831 y las Normas de la CNV, para su colocación



por oferta pública a través de uno o más Agentes Colocadores, designados mediante un contrato de colocación, conforme se establezca en los documentos correspondientes. Asimismo, las Obligaciones Negociables se adjudicarán por el método que se establezca en los documentos correspondientes, haciendo referencia a los procedimientos previstos en las Normas de la CNV, a saber: proceso de formación de libros (book building), subasta o licitación pública y/o cualquier otro mecanismo que se prevea en el futuro, siempre que dicho método ofrezca garantías de igualdad de trato entre inversores y transparencia; y cumpla con todo lo previsto en las Normas de la CNV. En cada documento correspondiente se describirá y detallará la forma en que se colocarán, suscribirán y adjudicarán las Obligaciones Negociables.

Destino de Fondos

En los suplementos de prospecto correspondientes se especificará el destino que la Sociedad dará a los fondos netos que reciba en virtud de la colocación de las Obligaciones Negociables, el cual será uno o más de los destinos previstos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (ii) adquisición de fondos de comercio situados en Argentina, (iii) integración de capital de trabajo en Argentina, (iv) refinanciación de pasivos, (v) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a las Sociedad, (vi) adquisición de participaciones sociales y/o (vii) financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados.

Pendiente la aplicación de fondos, los mismos podrán ser invertidos transitoriamente en inversiones de corto plazo de alta calidad y liquidez, incluyendo, pero no limitado, a depósitos a plazo fijo e instrumentos *money market*.

Gastos

Los gastos de emisión de cada una de las clases y/o series de Obligaciones Negociables se informarán en los documentos correspondientes. Los gastos de creación del Programa ascienden aproximadamente a \$5.000.000,00, entre los que se encuentran, entre otros: el arancel a abonar a CNV de conformidad con la Resolución 153/2017 del actual Ministerio de Economía (conforme fuera modificada por la Resolución 763/2018) y los honorarios de asesores legales, impositivos y auditores. Los gastos de la actualización del presente Prospecto se estiman en aproximadamente \$1.700.000, incluyendo los honorarios de asesores legales, impositivos y auditores.



VI – ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS

Estructura de la Emisora y su grupo económico

A continuación, se provee una descripción de la estructura societaria con las tenencias correspondientes a la fecha del presente Prospecto:

Crown Point Energía S.A.	
Accionistas	Porcentaje de participación accionaria
Crown Point Energy Inc.	97,56
CanAmericas (Argentina) Energy Ltd. Sucursal Argentina	2,44
Total: 100,00	

Crown Point Energy Inc.	
Accionistas	Porcentaje de participación accionaria
Liminar Energía S.A.	59,50
Otros accionistas (acciones que cotizan en la Bolsa de Toronto)	40,50
Total: 100,00	

Liminar Energía S.A.*	
Accionistas	Porcentaje de participación accionaria
Pablo B. Peralta	45,00
Roberto Domínguez	45,00
Josefina Holding S.A.	10,00
Total: 100,00	

Nelpinar S.A.	
Accionistas	Porcentaje de participación accionaria
Sergio Mario Grosskopf	100
Total: 100,00	

Josefina Holding S.A.	
Accionistas	Porcentaje de participación accionaria
Andres Pedro Peralta	94,00
Francisco Tomas Peralta	2,00
Agustina Paula Peralta	2,00
Nicolas Andres Peralta Mirassou	2,00
Total: 100,00	

*Tenencia accionaria de conformidad a lo informado como "Hecho Relevante" en AIF bajo el ID 3031945.

Participación en otras Sociedades

La Sociedad no posee participaciones en otras sociedades.

Accionistas o socios principales

A continuación, se exhibe un cuadro con las participaciones accionarias en la Emisora:

Accionistas	Cantidad de Acciones	%
Crown Point Energy Inc.	350.796.132	97,56
CanAmericas (Argentina) Energy Ltd., Sucursal Argentina	8.783.512	2,44
TOTAL	359.579.644	100

El último cambio de la composición de su estructura accionaria se dio con fecha 30 de marzo de 2020. Mediante Asamblea Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad resolvió la fusión por absorción de ST Patrick Oil & Gas S.A., por parte de la primera, quedando, por lo tanto, la Sociedad como sociedad absorbente y St. Patrick Oil & Gas S.A. como sociedad absorbida, la que se disuelve sin liquidarse. La fusión se encuentra inscrita en IGJ bajo el número 22036/106 con fecha 27 de diciembre de 2021.

El controlante y accionista principal de la Sociedad es Crown Point Energy Inc., quien a la fecha de este Prospecto posee el control de 97,56%. No existen diferentes derechos de voto.

CanAmericas (Argentina) Energy Ltd., Sucursal Argentina posee domicilio en Colón 567, piso 1, of. 1 Ciudad de Mendoza. Se encuentra inscrita en el Registro de Personas Jurídicas de la Provincia de Mendoza, desde la fecha 21/08/2008, bajo Resol. 1649. CanAmericas (Argentina) Energy Ltd. pertenece en 100% a Crown Point Energy Inc.

Crown Point Energy Inc., posee domicilio en Suite 2400, 525 – 8th Avenue SW, Calgary, Alberta, Canadá. Se encuentra inscrita en el Registro Público de Comercio, a cargo de IGJ, desde la fecha 4/6/2007, bajo el N° 688, Libro 58 del Tomo - de estatutos extranjeros. El domicilio en C.A.B.A. (inscripto en IGJ) es en Godoy Cruz 2769, piso 4, CABA. Crown Point Energy Inc. cuenta con los recursos técnicos, de capital humano y capacidad de gestión para posicionarse como líder y referente en los mercados dedicada a la exploración y explotación de petróleo crudo y gas

Crown Point Energy Inc. es controlada por Liminar Energía S.A., quién posee el 59,5% de su capital accionario. Liminar Energía S.A. posee domicilio en Av. Julio A. Roca 610, piso 9°, C.A.B.A. y tiene por objeto, en la República Argentina o en el extranjero, realizar, por cuenta propia o de terceros o asociada a éstos, inversiones de dinero y/o de cualquier clase y/o aportes de capital en emprendimientos y/o sociedades de cualquier naturaleza y/o uniones transitorias de empresas y/o agrupaciones de colaboración y/o fideicomisos y/o Joint Ventures y/o consorcios; participar en la constitución de sociedades y/o adquirir participaciones en sociedades ya existentes; comprar, vender y negociar acciones, títulos, debentures y toda clase de valores mobiliarios y papeles de crédito en cualquiera de los sistemas o modalidades creados o a crearse; financiar y otorgar préstamos y/o créditos con las garantías previstas en la ley o sin ellas; y otorgar avales, fianzas y/u otras garantías, reales o no, a fin de asegurar obligaciones contraídas por la Sociedad o por terceros. Se encuentran expresamente excluidas aquellas actividades que requieran concurso público o le estuvieran vedadas por la Ley de Entidades Financieras. A tal fin, la Sociedad tiene plena capacidad jurídica para adquirir derechos, contraer obligaciones, celebrar contratos y ejercer los actos que, directa o indirectamente, se relacionen con el objeto social y no se encuentren prohibidos por las leyes o este estatuto.

Nelpinar S.A., sociedad constituida conforme las leyes de la República Oriental del Uruguay, inscrita ante la IGJ bajo el artículo 123 de la Ley General de Sociedades, posee domicilio en Lavalle 1270, piso 7° Of. 701, C.A.B.A. Nelpinar S.A. tiene por objeto realizar todos los actos inherentes al carácter de accionista y/o socio de sociedades constituidas y/o a constituirse en Argentina.

Transacciones con Partes Relacionadas

La Ley General de Sociedades permite a los directores de una compañía realizar operaciones con dicha compañía si la operación se ajusta a las prácticas de mercado prevalecientes.

La Compañía no es parte actualmente de operaciones con, y no ha realizado préstamos significativos a, ninguno de sus directores, miembros de la gerencia clave u otras personas relacionadas, ni ha prestado garantías en beneficio de dichas personas, ni existen operaciones contempladas de esta clase con ninguna de dichas personas.

Para obtener más información sobre los saldos y operaciones con sociedades relacionadas, consulte la Nota 30 de los Estados Financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2022 publicados bajo el ID 3016417.

- SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

Al 31 de diciembre de 2022

Los principales saldos de créditos y deudas, e importes de operaciones efectuadas hasta el 31 de diciembre 2022 con sociedades relacionadas se detallan a continuación:

	Saldos hasta 31 de diciembre 2022				Operaciones hasta 31 de diciembre 2022		
	Cuentas comerciales por cobrar	Otros créditos	Deudas comerciales y otros pasivos	Deudas financieras	Compras y Servicios	Ventas	Resultados financieros
Sociedad controlante							
Crown Point Energy Inc.	-	5.013.675 (1)	(87.358.096) (2)	-	(116.487.000) (3)	-	-
Total	-	5.013.675	(87.358.096)	-	(116.487.000)	-	-
Sociedades relacionadas							
Petrolera Aconcgua Energía S.A.	-	20.894.746 (4)	-	-	-	-	-
Roch S.A.	-	37.194.744 (5)	-	-	-	-	-
Desarrollos Petroleros y Ganaderos S	-	671.980 (6)	-	-	-	-	-
ST inversiones S.A.	-	-	-	-	(7.679.703) (8)	-	-
Energía y Soluciones S.A.	14.280.488 (7)	-	-	-	-	131.102.818 (9)	-
Total	14.280.488	58.761.470	-	-	(7.679.703)	131.102.818	-

Año 2022

- (1) Corresponde al saldo de créditos por cobrar de \$ 5.013.675 por honorarios que CPESA poseía con su controlante CPE Inc. al 31 de diciembre de 2022.
- (2) Corresponde al saldo en \$ por cuentas a pagar por USD 493.103 que CPESA mantenía con su controlante CPE Inc. al 31 de diciembre de 2022, que corresponden a honorarios de gerenciamiento.
- (3) Corresponde a honorarios de gerenciamiento devengados en concepto de asistencia administrativa al 31 de diciembre de 2022.
- (4) Corresponde al saldo de créditos por cobrar de \$ 20.894.746 que CPESA poseía con su relacionada PAESA al 31 de diciembre de 2022.
- (5) Corresponde al saldo de créditos por cobrar de \$ 37.194.744 que CPESA poseía con su relacionada Roch S.A. al 31 de diciembre de 2022.
- (6) Corresponde al saldo de créditos por cobrar de \$ 671.980 que CPESA poseía con su relacionada DPG al 31 de diciembre de 2022.
- (7) Corresponde al saldo de cuentas comerciales por cobrar de \$ 14.280.488 que CPESA poseía con su relacionada Energía y Soluciones S.A. al 31 de diciembre de 2022.
- (8) Corresponde a importes devengados durante el período 2022 en concepto de comisión sobre garantías otorgadas por ST inversiones S.A. sobre préstamos de CPESA.
- (9) Corresponde a ventas de gas realizadas durante el período 2022 a Energía y Soluciones S.A.

Al 31 de diciembre de 2021

Los principales saldos de créditos y deudas, e importes de operaciones efectuadas hasta el 31 de diciembre 2021 con sociedades relacionadas se detallan a continuación:

	Saldos hasta 31 de diciembre 2021			Operaciones hasta el 31 de diciembre	
	Otros créditos	Deudas comerciales y otros pasivos	Deudas financieras	Compras y Servicios	Resultados financieros
Sociedad controlante					
Crown Point Energy Inc.	5.013.675 (1)	(66.899.013) (2)	-	(96.259.334) (3)	-
Total	5.013.675	(66.899.013)	-	(96.259.334)	-
Sociedades relacionadas					
Liminar Energía S.A.	-	-	-	(4.334.472) (4)	(14.532) (5)
Grupo ST S.A.	-	-	-	-	(39.355) (5)
Total	-	-	-	(4.334.472)	(53.887)

Año 2021

- (1) Corresponde al saldo de créditos por cobrar de \$ 5.013.675 por honorarios que CPESA poseía con su controlante CPE Inc. al 31 de diciembre de 2021.
- (2) Corresponde al saldo en \$ por cuentas a pagar por USD 651.275 que CPESA mantenía con su controlante CPE Inc. al 31 de diciembre de 2021, de los cuales USD 536.111 corresponden a honorarios de gerenciamiento.
- (3) Corresponde a honorarios de gerenciamiento devengados en concepto de asistencia administrativa al 31 de diciembre de 2021.
- (4) Corresponde a importes devengados durante el período 2021 en concepto de comisión sobre garantías otorgadas por Liminar Energía S.A. sobre préstamos de CPESA.
- (5) Corresponde a intereses devengados durante el período 2021 por préstamos otorgados por Liminar Energía S.A. y Grupo ST S.A..

La información al 31 de diciembre 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2021 publicados en AIF bajo el ID 2864778.

 text here

Los principales saldos de créditos y deudas al 31 de diciembre de 2020 e importes de operaciones efectuadas por el año 2020 con sociedades relacionadas se detallan a continuación:

	Saldos al 31 de diciembre de 2020			Operaciones 2020
	Otros créditos	Deudas comerciales y otros pasivos	Deudas financieras	Compras y servicios
Sociedad controlante				
Crown Point Energy Inc.	5.013.675	(1) (42.088.828) (2)	-	(69.737.855) (3)
Total	<u>5.013.675</u>	<u>(42.088.828)</u>	<u>-</u>	<u>(69.737.855)</u>
Sociedades relacionadas				
Liminar Energía S.A.	-	-	-	(2.838.011) (4)
Total	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(2.838.011)</u>

Año 2020

(1) Corresponde al saldo de créditos por cobrar de \$ 5.013.675 por honorarios.

(2) Corresponde al saldo en \$ por cuentas a pagar por USD 500.164 que CPESA mantenía con su controlante CPE Inc. al 31 de diciembre de 2020 de los cuales USD 385.000 corresponden a honorarios de gerenciamiento.

(3) Corresponde a honorarios de gerenciamiento firmado en ejercicio 2020 en concepto de asistencia administrativa.

(4) Corresponde importes devengados durante el año 2020 en concepto de honorarios legales y comisión sobre garantías otorgadas por Liminar Energía SA.

La información al 31 de diciembre 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/2021 publicados en AIF bajo el ID 2864778.

 Type text here

VII – ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA

La Emisora no posee activos fijos de su propiedad.

La UT “Río Cullen - Las Violetas - La Angostura” ubicada en la provincia de Tierra del Fuego es la titular de los activos de la concesión. La Emisora es uno de los integrantes de la UT “Río Cullen - Las Violetas - La Angostura”, con una participación del 34,7349% de los derechos de concesión y de permiso de exploración de la misma, y registra en igual medida los costos incurridos en el desarrollo de reservas de hidrocarburos y su puesta en producción, junto con los gastos de exploración y evaluación incurridos para encontrar las reservas de hidrocarburos y el costo proyectado de abandonar los activos y cualquier costo general y directo atribuible directamente.

Los costos incurridos con posterioridad a la determinación de la factibilidad técnica y la viabilidad comercial, los costos de reemplazo de partes de propiedades, planta y equipo y reparaciones se reconocen en las cuentas del activo sólo si aumentan los beneficios económicos de los activos con los que se relacionan.

El valor residual contable es neto de depreciaciones y provisiones por desvalorización.

La Emisora posee el 100% de participación en el área exploratoria Cerro de los Leones, ubicada en la Provincia de Mendoza. Adicionalmente, posee el 50% de participación en la concesión de explotación sobre el área Chañares Herrados en la Provincia de Mendoza y el 50% de participación en la concesión de explotación sobre el área Puesto Pozo Cercado Oriental en la Provincia de Mendoza, las cuales conjuntamente conforman la UT Chañares Herrados/Puesto Pozo Cercado Oriental (en forma previa a la adquisición de PPCO efectiva al 01/07/2022, solamente “UT Chañares Herrados”).

Para un detalle sobre los activos en propiedades planta y equipo; exploración y evaluación; y llave de negocio véase:

Nota 14 - Propiedades, planta y equipo, Nota 15 - Activos de exploración y evaluación de los Estados Financieros de la Sociedad 31 de diciembre de 2022; Nota 14 - Propiedades, planta y equipo, Nota 15 - Activos de exploración y evaluación de los Estados Financieros de la Sociedad 31 de diciembre de 2021; y Nota 13 - Propiedades, planta y equipo, Nota 14 - Activos de exploración y evaluación y Nota 15 -Llave de negocio de los Estados Financieros de la Sociedad 31 de diciembre de 2020.

Propiedades, planta y equipos

Al 31 de diciembre de 2022

(Valores expresados en pesos argentinos)	Activos de desarrollo/producción	Obra en curso	Muebles y útiles, instalaciones y equipos	Activos por derecho de uso	Total
Valores de origen					
Valor al 31/12/2021	6.501.486.940	402.708.988	26.843.887	54.334.037	6.985.373.852
Diferencias de conversión	5.167.331.923	442.877.040	23.796.479	21.041.311	5.655.046.753
Altas por combinación de negocios	924.914.227	-	-	-	924.914.227
Altas	128.999.768 (*)	1.329.048.989	10.962.950	245.618.962	1.714.630.669
Bajas	-	-	-	(25.711.496)	(25.711.496)
Incentivos del gobierno	(27.180.519)	-	-	-	(27.180.519)
Transferencias	762.129.267	(762.129.267)	-	-	-
Valor al 31/12/2022	13.457.681.606	1.412.505.750	61.603.316	295.282.814	15.227.073.486
Depreciaciones					
Acumulada al 31/12/2021	(2.394.188.423)	-	(20.272.714)	(22.717.416)	(2.437.178.553)
Diferencias de conversión	(2.071.817.618)	-	(18.625.694)	(15.840.467)	(2.106.283.779)
Bajas	-	-	-	6.636.965	6.636.965
Del período	(973.626.759)	-	(4.646.380)	(7.311.130)	(985.584.269)
Acumulada al 31/12/2022	(5.439.632.800)	-	(43.544.788)	(39.232.048)	(5.522.409.636)
Previsión por desvalorización					
Acumulada al 31/12/2021	(905.095.076)	-	-	-	(905.095.076)
Altas	(361.868.660)	-	-	-	(361.868.660)
Diferencias de conversión	(657.560.008)	-	-	-	(657.560.008)
Acumulada al 31/12/2022	(1.924.523.744)	-	-	-	(1.924.523.744)
Neto resultante al 31/12/2022	6.093.525.062	1.412.505.750	18.058.528	256.050.766	7.780.140.106

(*) Corresponde a las altas por abandono de pozos.

La información al 31 de diciembre 2022 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

Activos de Evaluación y Exploración	Al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Valor al inicio	1.251.866.491	938.775.785	651.836.278
Diferencias de conversión	1.081.716.995	208.853.306	270.530.372
Altas ⁽¹⁾	273.760.964	104.237.400	24.940.646
Incentivos del gobierno	(100.742.544)	-	-
Abandono de pozo	(8.713.293)	-	(8.531.511)
Valor al cierre	2.497.888.613	1.251.866.491	938.775.785

⁽¹⁾ (\$1.767.243) corresponden a la revisión de abandono de pozos al 31 de diciembre de 2022 y \$21.261.819 corresponden a las altas por abandono de pozos al 31 de diciembre de 2021

La información al 31 de diciembre 2022 y al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/2020 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

Los costos directamente asociados con la exploración y evaluación (E&E) de reservas de petróleo crudo y gas natural son inicialmente capitalizados. Los costos de exploración y evaluación son aquellos gastos para un área donde aún no se ha demostrado la viabilidad técnica y comercial. Una vez demostrada la viabilidad técnica y comercial de los mismos son reclasificados como activos de desarrollo y explotación dentro del rubro PP&E. Si las actividades de exploración y evaluación no determinan reservas de hidrocarburos que justifiquen su desarrollo comercial, los montos activados relacionados son cargados a resultados en el momento en el que se arriba a dicha conclusión. La Emisora evalúa durante el plazo vigente de la concesión la viabilidad comercial de estos conceptos.

Los activos de E&E consisten en los proyectos de exploración que están pendientes de determinar reservas probadas o probables. Las altas representan los costos incurridos en los activos de E&E durante el período. Los activos de E&E no se deprecian ni se amortizan.

VII - ANTECEDENTES FINANCIEROS

Este capítulo contiene declaraciones referentes al futuro que conllevan riesgos e incertidumbres. Los resultados reales de la Emisora pueden diferir sustancialmente de los que se analizan en las declaraciones referentes al futuro como resultado de diversos factores, entre ellos, sin carácter restrictivo, los indicados en “Factores de riesgo”, y demás temas expuestos en este Prospecto en forma general.

El siguiente análisis está basado en los estados financieros de la Emisora y sus correspondientes notas contenidas o incorporadas a este Prospecto por su referencia, y demás información contable expuesta en los capítulos de este Prospecto, y debe leerse juntamente con ellos.

Introducción

El siguiente análisis está basado en los estados financieros de la Compañía y sus correspondientes notas contenidas o incorporadas a este Prospecto por su referencia, y demás información contable expuesta en otros capítulos de este Prospecto, y debe leerse juntamente con ellos.

Este Prospecto incluye los estados financieros por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, el 31 de diciembre de 2021 y el 31 de diciembre de 2020. Los referidos estados financieros fueron preparados por la Emisora de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB” por su sigla en Inglés) e interpretaciones del Comité de Interpretación de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF) y tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad, y adoptadas como normas contables profesionales argentinas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE), de conformidad con la RT N° 26 de la FACPCE, modificada por la RT N° 29, y aprobadas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CPCECABA).

Las partidas incluidas en los estados financieros de CPESA se registran en la moneda del contexto económico primario en el cual opera cada entidad (“moneda funcional”). CPESA ha definido como su moneda funcional el dólar estadounidense (“USD”), ya que ésta es la moneda que mejor refleja la sustancia económica de las operaciones. Tanto las ventas, como los precios de los principales costos de perforación, son negociados, pactados y perfeccionados en USD o considerando la fluctuación del tipo de cambio respecto de dicha moneda. La moneda de presentación de los Estados Financieros es el peso argentino.

Los estados financieros para cada uno de los tres ejercicios anuales finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 de la Sociedad, podrán ser consultados en la AIF bajo los ID 3016417, 2864778 y 2729201, respectivamente.

Los estados financieros para cada uno de los tres ejercicios anuales finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 de la Sociedad, preparados por la Emisora de acuerdo con las NIIF, fueron auditados por PwC, domiciliado en Bouchard N° 557, piso 8, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, cuyo socio a cargo fue el contador Sr. Hernán Pablo Rodríguez Cancelo Araujo, quien se encuentra matriculado en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, bajo el Tomo 371– Folio 009, con domicilio profesional en Bouchard 557, piso 8, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Los estados financieros por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, 31 de diciembre de 2021, y 31 de diciembre de 2020 se encuentran transcritos al libro de Inventario y Balances.

Al 31 de diciembre de 2022, los auditores de la Emisora identificaron cuestiones clave, que son aquellas cuestiones que a su juicio han sido de la mayor significatividad en la auditoría de los estados financieros, relacionadas con Recuperabilidad del valor en libros de “Propiedades, planta y equipos” (“PP&E”) y la Combinación de Negocios - Asignación del precio de compra para la adquisición de Puesto Pozo Cercado Oriental (“PPCO”).- Ver informe de auditoría emitido por los auditores independientes al 31 de diciembre de 2022- publicados en AIF bajo el ID 3016417.



Al 31 de diciembre de 2021, los auditores de la Emisora identificaron cuestiones clave, que son aquellas cuestiones que a su juicio han sido de la mayor significatividad en la auditoría de los estados financieros, relacionadas con el impacto de las reservas probadas de hidrocarburos en el valor en libros de “Propiedades, planta y equipos” (“PP&E”) y la Combinación de Negocios - Asignación del precio de compra para la adquisición de Chañares Herrados.- Ver informe de auditoría emitido por los auditores independientes al 31 de diciembre de 2021- publicados en AIF bajo el ID 2864778.

Al 31 de diciembre de 2020, los auditores de la Emisora identificaron cuestiones clave, que son aquellas cuestiones que a su juicio han sido de la mayor significatividad en la auditoría de los estados financieros, relacionadas con la recuperabilidad del valor en libros de “Propiedades, plantas y equipos”. Ver informe de auditoría emitido por los auditores independientes al 31 de diciembre de 2020 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

Estados Financieros

1. Estado de Resultados Integrales 2022, 2021 y 2020:

(Valores expresados de pesos)

	Ejercicios finalizados al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Ingresos			
Ventas de petróleo y gas natural	4.493.053.852	2.773.632.444	840.949.701
Ingresos por procesamiento	32.258.308	23.584.565	12.090.050
Impuesto a las exportaciones	(136.128.961)	(112.064.388)	(17.156.053)
Regalías e ingresos brutos	(748.127.921)	(456.719.963)	(144.250.273)
Ingresos después del impuesto a las exportaciones, regalías e ingresos brutos	3.641.055.278	2.228.432.658	691.633.425
Otros costos operativos y de producción	(2.328.131.041)	(1.088.244.113)	(465.991.483)
Gastos de administración	(458.236.113)	(274.117.894)	(166.950.886)
Gastos de exploración y evaluación	-	-	(8.531.511)
Amortizaciones y depreciaciones	(973.033.963)	(608.996.508)	(427.747.014)
Ganancias por compra en condiciones ventajosas	-	855.277.189	-
Deterioro de activos financieros	10.710.393	1.710.224	-
Cambios en el valor razonable del pasivo contingente	176.081.840	(8.343.674)	-
Cambios en el valor razonable del activo contingente	14.778.975	5.445.531	-
Desvalorización de propiedades, planta y equipos	(361.868.660)	-	(443.505.741)
Cargo por abandono de pozos	(5.761.229)	-	-
Diferencia de cambio	(6.971.312)	(84.675.057)	27.553.880
Resultado operativo	(291.375.832)	1.026.488.356	(793.539.330)
Ingresos financieros	45.616.384	27.069.386	3.579.709
Egresos financieros	(583.408.044)	(156.169.312)	(52.082.838)
Resultado antes de impuesto a las ganancias	(829.167.492)	897.388.430	(842.042.459)
Impuesto a las ganancias	127.940.483	31.856.681	224.072.918
(Pérdida)/Ganancia neta del ejercicio	(701.227.009)	929.245.111	(617.969.541)
Resultado del ejercicio atribuible a:			
Accionistas de la Sociedad	(701.227.009)	929.245.111	(617.969.541)
	(701.227.009)	929.245.111	(617.969.541)
Otros resultados integrales			
<i>Conceptos que no serán reclasificados en resultados :</i>			
Efecto de conversión monetaria	2.036.364.097	504.084.680	629.821.726
Resultado total integral del ejercicio – Ganancia	1.335.137.088	1.433.329.791	11.852.185
Resultado neto por acción básico y diluido	(1,95)	2,58	(1,72)
Cantidad de acciones	359.579.644	359.579.644	359.579.644

La información al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/20 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

2. Estado de Situación Financiera 2022, 2021 y 2020:

(Valores expresados de pesos)	al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedades, plantas y equipos	7.780.140.106	3.643.100.223	1.373.243.913
Activos de exploración y evaluación	2.497.888.613	1.251.866.491	938.775.785
Efectivo restringido	44.629.379	30.710.927	-
Otros créditos	788.244	399.693	386.810
Total del activo no corriente	10.323.446.342	4.926.077.334	2.312.406.508
ACTIVO CORRIENTE			
Inventario	280.338.781	27.865.371	23.324.806
Otros créditos	738.264.507	354.733.241	251.444.485
Cuentas comerciales por cobrar	623.782.162	338.520.707	184.561.258
Efectivo y equivalentes de efectivo	93.358.940	329.685.062	41.814.054
Total del activo corriente	1.735.744.390	1.050.804.381	501.144.603
TOTAL ACTIVO	12.059.190.732	5.976.881.715	2.813.551.111
PATRIMONIO NETO			
Capital social	359.579.644	359.579.644	359.579.644
Prima de fusión	22.807.753	22.807.753	22.807.753
Reserva legal	109.775.872	-	-
Reserva facultativa	2.085.768.812	-	-
Reserva especial	442.823.973	149.699.282	222.162.648
Otro resultado integral	3.025.803.922	1.603.316.043	1.248.458.441
Resultados no asignados	(1.497.547.977)	1.078.472.189	(72.463.365)
Total del Patrimonio Neto atribuible a los accionistas de la Sociedad	4.549.011.999	3.213.874.911	1.780.545.120
Participación no controladora	-	-	-
TOTAL PATRIMONIO NETO	4.549.011.999	3.213.874.911	1.780.545.120
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Pasivo por impuesto diferido	736.456.172	415.246.341	91.458.694
Pasivo por arrendamiento	172.263.613	24.962.279	53.806.128
Pasivo por abandono de pozos	1.939.533.397	1.166.394.276	565.888.901
Deudas financieras	2.575.047.383	329.657.387	-
Deudas comerciales y otros pasivos	126.070.667	29.346.401	14.071.426
Impuesto a las ganancias a pagar	-	6.681.116	13.969.731
Total del pasivo no corriente	5.549.371.232	1.972.287.800	739.194.880
PASIVO CORRIENTE			
Pasivo por arrendamiento	85.661.643	7.899.168	13.990.442
Pasivo por abandono de pozos	64.737.454	61.343.870	-
Deudas comerciales y otros pasivos	1.071.884.443	491.288.480	160.717.887
Impuesto a las ganancias a pagar	6.681.176	7.288.555	7.288.514
Deudas financieras	731.842.785	222.898.931	111.814.268
Total del pasivo corriente	1.960.807.501	790.719.004	293.811.111
TOTAL PASIVO	7.510.178.733	2.763.006.804	1.033.005.991
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	12.059.190.732	5.976.881.715	2.813.551.111

La información al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/20 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

3. Estado de Cambios en el Patrimonio 2022, 2021 y 2020:

(Valores expresados de pesos)	Ejercicios finalizados al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Capital Suscripto	359.579.644	359.579.644	359.579.644
Prima de fusión	22.807.753	22.807.753	22.807.753
Reserva legal	109.775.872	-	-
Reserva facultativa	2.085.768.812	-	-
Reserva Especial	442.823.973	149.699.282	222.162.648
Otro resultado integral	3.025.803.922	1.603.316.043	1.248.458.441
Resultados no asignados	(1.497.547.977)	1.078.472.189	(72.463.366)
	<u>4.549.011.999</u>	<u>3.213.874.911</u>	<u>1.780.545.120</u>
Participación no controladora	-	-	-
Total Patrimonio Neto	4.549.011.999	3.213.874.911	1.780.545.120

La información al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/20 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

4. Estado de Flujo de Efectivo 2022, 2021 y 2020:

(Valores expresados de pesos)	Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	329.685.062	41.814.054	128.500.036
Efectivo neto (aplicado a) y generado por actividades operativas	313.024.406	878.252.338	(123.876.725)
Efectivo (aplicado a) generado por las actividades de inversión	(2.298.831.632)	(827.552.042)	(90.087.147)
Efectivo (aplicado a) generado por las actividades de financiación	1.510.095.806	227.934.212	75.120.200
Diferencias de conversión y diferencias de cambio	<u>239.385.298</u>	<u>9.236.500</u>	<u>52.157.690</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	93.358.940	329.685.062	41.814.054

La información al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/20 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

Indicadores Financieros

(Valores expresados de pesos)	al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Liquidez: (Activo Corriente / Pasivo Corriente)	0,89	1,33	1,71
Solvencia: (Patrimonio Neto / Pasivo)	0,61	1,16	1,72
Inmovilización de Capital: (Activo No Corriente / Total de Activo)	0,86	0,82	0,82
Rentabilidad: (Resultado del Ejercicio / Patrimonio Neto Promedio)	(0,18)	0,37	(0,35)
Rentabilidad: (Rdo. Integral del Ejercicio / Patrimonio Neto Promedio)	0,34	0,57	0,01

Capitalización y endeudamiento

(Valores expresados de pesos)	Ejercicios finalizados al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Capital Suscripto	359.579.644	359.579.644	359.579.644
Prima de fusión	22.807.753	22.807.753	22.807.753
Reserva legal	109.775.872	-	-
Reserva facultativa	2.085.768.812	-	-
Reserva Especial	442.823.973	149.699.282	222.162.648
Otro resultado integral	3.025.803.922	1.603.316.043	1.248.458.441
Resultados no asignados	(1.497.547.977)	1.078.472.189	(72.463.366)
	<u>4.549.011.999</u>	<u>3.213.874.911</u>	<u>1.780.545.120</u>
Participación no controladora	-	-	-
Total Patrimonio Neto	<u>4.549.011.999</u>	<u>3.213.874.911</u>	<u>1.780.545.120</u>
Endeudamiento no garantizado	<u>4.317.882.165</u>	<u>2.210.450.486</u>	<u>1.033.005.991</u>
Endeudamiento garantizado	<u>3.192.296.568</u>	<u>552.556.318</u>	-
Total Pasivo Corriente + Pasivo no Corriente	<u>7.510.178.733</u>	<u>2.763.006.804</u>	<u>1.033.005.991</u>

La información al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/20 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

Los importes correspondientes a endeudamiento garantizado y no garantizado arriba incluidos fueron elaborados por la Emisora en base a cálculos, registros e información interna de la Sociedad, por lo que no pueden ser comparados o cotejados con los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2022, al 31 de diciembre de 2021 y al 31 de diciembre de 2020.

Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa

- Obligaciones Negociables que no se encuentran en circulación:

Bajo el Programa Global y con fecha 31 de marzo de 2021, la Sociedad emitió las Obligaciones Negociables Clase I y Clase II con las siguientes condiciones de emisión:

Obligaciones Negociables Clase I Garantizadas

- Valor Nominal emitido: USD 3.378.571, a ser integradas en pesos al tipo de cambio inicial y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable.
- Precio de Emisión: 100% del valor nominal.
- Tipo de Cambio Inicial: \$ 91,9217/US\$
- Tasa de Interés Fija: 8,00% anual.
- Fecha de Emisión y Liquidación: 31 de marzo de 2021.
- Fecha de Vencimiento: a los 36 meses de la Fecha de Emisión y Liquidación, el 31 de marzo de 2024.
- Pago de Intereses: los intereses de las Obligaciones Negociables Clase I serán pagados trimestralmente, en forma vencida, a partir de la Fecha de Emisión y Liquidación.
- El primer servicio de intereses se pagó el 1 de julio de 2021, por un importe de \$ 6.504.029,41 equivalentes a US\$ 68.126,80. ID #2763354 AIF CNV.
- El segundo servicio de intereses se pagó el 1 de octubre de 2021, por un importe de \$ 6.710.830,59 equivalentes a US\$ 68.126,80 ID #2796624 AIF CNV.
- El tercer servicio de intereses se pagó el 3 de enero de 2022, por un importe de \$ 6.891.560,23 equivalentes a US\$ 68.126,80 ID #2838228 AIF CNV.
- El cuarto servicio de intereses se pagó el 31 de marzo de 2022, por un importe de \$ 7.324.373,90 equivalentes a US\$ 66.645,78 ID #2871060 AIF CNV.

- El quinto servicio de intereses y la primera cuota de amortización de capital se pagaron el 1 de julio de 2022, por un importe de \$8.438.185,64 de intereses, equivalentes a US\$68.126,80 y \$52.308.725,51 de amortización de capital, equivalentes a US\$422.321,38 (ID #2912744 AIF CNV).
- Posteriormente, el 10 de agosto de 2022 se cancelaron la totalidad de las obligaciones negociables clase I mediante:
 - (a) canje de esta clase de obligaciones negociables, por un valor nominal de US\$2.906.249,62, por obligaciones negociables clase III por un valor nominal igual a US\$3.121.200. La relación de canje fue de US\$93,77 de valor nominal de las obligaciones negociables clase III por cada US\$100 de valor nominal de las obligaciones negociables clase I; y
 - (b) recompra de obligaciones negociables clase I por un valor nominal de US\$50.000, abonándose \$6.123.025.

Esta información puede constatarse en el (i) Informe Trimestral de Obligaciones Negociables al 31 de marzo de 2023, publicado en la AIF bajo ID #3024350; (ii) hecho relevante relativo a la “Recompra de Obligaciones Negociables Clase I” publicado con fecha 11 de agosto de 2022 bajo el ID #2930810; y (iii) hecho relevante relativo a la “Cancelación de Obligaciones Negociables Clase I” publicado con fecha 12 de octubre de 2022 en AIF bajo ID #2954845.

Obligaciones Negociables Clase II Garantizadas

- Valor Nominal emitido: \$190.000.000
- Precio de Emisión: 100% del valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase II.
- Margen de Corte: 6,75%
- Tasa de interés Variable: BADLAR Privados con más el Margen de Corte (6,75%).
- Fecha de Emisión y Liquidación: 31 de marzo de 2021.
- Fecha de Vencimiento: a los 36 meses de la Fecha de Emisión y Liquidación, el 31 de marzo de 2024.
- Pago de Intereses: los intereses de las Obligaciones Negociables Clase II serán pagados trimestralmente, en forma vencida, a partir de la Fecha de Emisión y Liquidación.
- El primer servicio de intereses se pagó el 1 de julio de 2021 por un importe de \$19.561.866,44 ID #2763355 AIF CNV.
- El segundo servicio de intereses se pagó el 1 de octubre de 2021 por un importe de \$19.582.363,01 ID #2796679 AIF CNV.
- El tercer servicio de intereses se pagó el 3 de enero de 2022 por un importe de \$ 19.381.952,05 ID #2838233 AIF CNV.
- El cuarto servicio de intereses se pagó el 31 de marzo de 2022 por un importe de \$ 20.825.984,59 ID #2871064 AIF CNV.
- El quinto servicio de intereses y la primera amortización de capital se pagaron el 1 de julio de 2022, por un importe de \$24.576.663,72 de intereses y de \$ 23.750.000 de capital (aviso de pago, publicado bajo ID #2910764 AIF CNV).
- Posteriormente, el 10 de agosto de 2022 se cancelaron mediante canje las obligaciones negociables clase II a un valor nominal de \$166.250.000 por las obligaciones negociables clase III, por un valor nominal igual a US\$1.291.240. La relación de canje fue de US\$0,6796 de valor nominal de las obligaciones negociables clase III por cada \$100 de valor nominal de las obligaciones negociables clase II (esta información fue informada en el Informe Trimestral de Obligaciones Negociables al 31 de marzo de 2023, publicado en la AIF bajo ID #3024350).
- Con motivo de la emisión de las Obligaciones Negociables Clase III, con fecha 10 de agosto de 2022 se efectuó la cancelación del 100% del valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase II (tal como se informa en el hecho relevante relativo a la “Cancelación de Obligaciones Negociables Clase II” publicado con fecha 12 de octubre de 2022 en AIF bajo ID #2954851 AIF CNV).



- Obligaciones Negociables que se encuentran en circulación:

Bajo el Programa Global y con fecha 10 de agosto de 2022, la Sociedad emitió las Obligaciones Negociables Clase III con las siguientes condiciones de emisión:

Obligaciones Negociables Clase III

- Valor Nominal Emitido: USD 14.653.370.
- Valor Nominal en Circulación a la fecha de este Prospecto: USD 14.653.370.
- Precio de Emisión: 100% del valor nominal.
- Tasa de Corte: 4,00 %.
- Fecha de Emisión y Liquidación: 10 de agosto de 2022.
- Fecha de Vencimiento: 10 de agosto de 2025.
- Pago de Intereses: los intereses de las Obligaciones Negociables Clase III se pagarán trimestralmente, en forma vencida.
- El primer servicio de intereses se pagó el 10 de noviembre de 2022 por un importe de US\$ 147.738,09 ID #2962965 AIF CNV.
Tipo de Cambio Aplicable: \$ 157,2411/US\$
El segundo servicio de intereses se pagó el 10 de febrero de 2023 por un importe de US\$ 147.738,09 ID #3001234 AIF CNV.
Tipo de Cambio Aplicable: \$ 187,2655/US\$
- Pago de capital: será amortizado en 7 (siete) cuotas, siendo las 6 (seis) primeras cuotas del 14,29% cada una, y la última cuota del 14,26%, con periodicidad trimestral, siendo la primera cuota el 10 de febrero de 2024 (día en que se cumplan 18 (dieciocho) meses de la fecha de emisión y liquidación de esta clase).

- Efectivo restringido

Al 31 de diciembre de 2022, incluye efectivo por \$44.629.379 afectados como garantía de las obligaciones negociables en circulación emitidas por la Sociedad y depositados en cuenta del Fideicomiso de Garantía CPESA en Banco de Servicios y Transacciones S.A. cuyo fideicomisario o beneficiario final es la Sociedad. Dichos fondos son depositados para cubrir el equivalente al próximo pago trimestral de intereses y serán invertidos según lo indicado en el Fideicomiso de Garantía CPESA.

El 10 de agosto de 2022, la Sociedad emitió obligaciones negociables Clase III antes mencionadas por un Valor Nominal total de USD 14,7 millones de los cuales el monto equivalente en Valor Nominal a USD 10,2 millones fue suscripto en efectivo y pagadero en ARS; USD 3,1 millones fue suscripto mediante la entrega de Valor Nominal de Obligaciones Negociables Clase I a una relación de canje de \$93,77 de valor nominal de la Clase III por cada \$100 de valor nominal de Clase I y; el equivalente a USD 1,3 millones fue suscripto mediante la entrega de Valor Nominal de Obligaciones Negociables Clase II por \$190 millones a una relación de canje de \$90,31 de valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase III por cada \$100 de valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase II.

El 10 de agosto de 2022 la Sociedad recompró el monto de capital restante en circulación por valor nominal USD 50.000 de la Clase I.

Todas las Obligaciones Negociables Clase I y Obligaciones Negociables Clase II fueron canceladas.

Al 31 de diciembre de 2021, se incluye efectivo por \$30.710.927 afectados como garantía de las Obligaciones Negociables Clase I y Clase II emitidas por la Sociedad y depositados en cuenta del Fideicomiso de Garantía CPESA en Banco de Servicios y Transacciones S.A. cuyo fideicomisario o beneficiario final es la Sociedad. Dichos fondos son depositados para cubrir el equivalente al próximo pago trimestral de intereses y son invertidos según lo indicado en el Fideicomiso de Garantía CPESA por el Fiduciario en depósitos a plazo fijo o en cuota-partes de fondos comunes de inversión de la República Argentina. Dichos contratos celebrados se realizaron en beneficio de los obligacionistas de las Obligaciones Negociables Clase I y de las Obligaciones Negociables Clase II.



Las Obligaciones Negociables Clase III fueron autorizadas para negociarse en la Bolsas y Mercados Argentinos S.A. y/ o en el Mercado Abierto Electrónico S.A. en Argentina. Para obtener información adicional sobre las obligaciones negociables en circulación de la Sociedad consulte las Nota 26 Deudas Financieras de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2022.

Capital social

El capital social de la Sociedad se encuentra suscrito e integrado en su totalidad. El mismo asciende a \$359.579.644 representado por 359.579.644 acciones ordinarias de 1 voto por acción, nominativas no endosables, de valor nominal \$1, resultando Crown Point Energy Inc. titular de 350.796.132 acciones representativas del 97,56% del capital social y votos de la Sociedad y CanAmericas (Argentina) Energy Ltd. Sucursal Argentina titular de 8.783.512 acciones representativas del 2,44% del capital social y votos de la Sociedad.

Con fecha 16 diciembre 2019 el Directorio de la Sociedad resolvió reorganizar las actividades de la Emisora y de St. Patrick Oil & Gas S.A., ambas compañías integrantes del mismo grupo económico con fecha efectiva 1 de enero de 2020. La reorganización consistió en una fusión por absorción donde la Emisora es la sociedad absorbente y St. Patrick Oil & Gas S.A. la sociedad absorbida.

En relación a la Fusión y por efecto de la relación de canje, con fecha 30 de marzo de 2020 la asamblea extraordinaria de la Emisora aprobó el aumento de capital social en la suma de \$ 6.045.241 representado por 6.045.241 acciones ordinarias nominativas no endosables cada una de valor nominal pesos uno (\$1) y con derecho a un voto. A los efectos de determinar dicha relación de canje se tomaron en cuenta los valores patrimoniales de la sociedad absorbente Crown Point Energía S.A. y de la sociedad absorbida ST Patrick Oil & Gas S.A. resultantes de los Balances Especiales y la cantidad total de acciones que componen el capital social de cada una de estas sociedades. Las acciones de la sociedad absorbida caducarán de pleno derecho con la inscripción en el Registro Público de Comercio del acuerdo definitivo de fusión, procediéndose a la posterior cancelación en el registro de accionistas de la sociedad absorbida y alta en el registro de accionistas de la sociedad absorbente.

Conforme lo dispuesto en el párrafo anterior y como consecuencia de la Fusión, el capital social de la Sociedad se incrementó en la suma de \$ 6.045.241, pasando de \$353.534.403 a \$359.579.644. La fusión fue inscrita en IGJ con fecha 27 de diciembre de 2021 bajo el N°22036 del libro 106, tomo 1 de Sociedades por Acciones.

Cambios significativos

Hechos posteriores al cierre de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2022

Con fecha 6 de febrero de 2023, la Sociedad obtuvo un préstamo para capital de trabajo de \$50 millones con el Banco Galicia S.A., que devenga una tasa de interés del 70 % anual pagadera mensualmente. El vencimiento del capital opera el 9 de mayo de 2023.

Con fecha 7 de febrero de 2023, la Sociedad solicitó un descubierto por un monto de \$60 millones con el Banco CMF S.A., que devenga una tasa de interés del 79,5 % anual con vencimiento a 60 días.

Con fecha 15 de febrero de 2023, la Sociedad solicitó un descubierto por un monto de \$50 millones con el Banco Galicia S.A., que devenga una tasa de interés del 86 % anual con vencimiento a 60 días. A la fecha del presente Prospecto, este descubierto ya fue cancelado, en la fecha que se indica más adelante.

Con fecha 7 de marzo de 2023, la Sociedad canceló la tercera cuota del préstamo de capital de trabajo con Banco Nación S.A. por un monto de \$ 27,5 millones, más los intereses devengados por \$ 10,3 millones.



Con fecha 14 de marzo de 2023, la Sociedad obtuvo un préstamo de capital de trabajo con Banco Supervielle por un monto de \$60 millones que devenga una tasa de interés fija del 88% anual pagadero mensual con vencimiento el 9 de junio de 2023.

Con fecha 16 de marzo de 2023, la Sociedad obtuvo un préstamo de capital de trabajo con Banco Nación S.A. por un monto de \$27,5 millones a cancelar en cuatro cuotas trimestrales de \$6,9 millones a partir del 13 de junio de 2023 hasta el 11 de marzo de 2024. El préstamo devenga intereses a una tasa variable BADLAR +10% y es pagadero trimestralmente.

Con fecha 17 de marzo de 2023, la Sociedad canceló la primera cuota del segundo préstamo de capital de trabajo con Banco Nación S.A. por un monto de \$ 13,7 millones, más los intereses devengados por \$ 10,8 millones.

Con fecha 28 de marzo de 2023, la Sociedad obtuvo un préstamo de capital de trabajo con Banco Nación S.A. por un monto de \$13,75 millones a cancelar en cuatro cuotas trimestrales de \$3,4 millones a partir del 23 de junio de 2023 hasta el 19 de marzo de 2024. El préstamo devenga una tasa de interés variable de BADLAR +10% pagadero trimestralmente.

Con fecha 10 de abril de 2023, la Sociedad solicitó una ampliación del descubierto hasta el monto de \$800 millones con el Banco Hipotecario S.A., que devenga una tasa de interés del 83 % anual con vencimiento el 31 de mayo de 2023.

Con fecha 14 de abril de 2023, la Sociedad solicitó un descubierto por un monto de \$100 millones con el Banco Macro S.A., que devenga una tasa de interés del 86 % anual con vencimiento a 7 días, que fue cancelado el 20 de abril de 2023.

Con fecha 27 de abril de 2023, la Sociedad obtuvo un préstamo para capital de trabajo por USD 2 millones con el Banco Macro S.A., el cual devenga una tasa de interés del 8% anual pagadero mensualmente, con fecha de vencimiento el 26 de junio de 2023.

Con fecha 9 de mayo de 2023, la Sociedad canceló el préstamo de capital de trabajo con Banco Galicia S.A. por un monto de \$ 50 millones, más intereses devengados por \$ 2,8 millones.

No se han producido otros hechos, situaciones o circunstancias que incidan o puedan incidir significativamente sobre la situación patrimonial, económica o financiera de la Sociedad, en adición a los tratados previamente.

Reseña y perspectiva operativa y financiera.

Políticas contables críticas y estimaciones

Esta discusión y análisis de la situación financiera y resultados de las operaciones de la Compañía se basa en los estados financieros indicados en este Prospecto, que han sido preparado de acuerdo con las NIIF para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, el 31 de diciembre 2021 y el 31 de diciembre de 2020. La preparación de estos estados financieros requiere que la Compañía efectúe estimaciones y juicios que afectan los montos registrados de sus activos y pasivos, ingresos y gastos, y la revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de dichos estados financieros. Las políticas contables adoptadas en dichos estados financieros son consistentes con las utilizadas en el pasado en la preparación de los estados financieros similares. Ver: Nota 2 –Resumen de las Políticas Contables Significativas y Nota 3 – Nuevas Normas Contables a los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2022.

Resultado operativo, Resultado Neto y Resultado total Integral



(Valores expresados en pesos)

	Ejercicios finalizados al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Ingresos después del impuesto a las exportaciones, regalías e ingresos brutos.	3.641.055.278	2.228.432.658	691.633.425
Resultado operativo	(291.375.832)	1.026.488.356	(793.539.330)
(Pérdida) Ganancia neta del ejercicio	(701.227.009)	929.245.111	(617.969.541)
Resultado total integral del ejercicio - Ganancia	1.335.137.088	1.433.329.791	11.852.185

La información al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/20 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

El total de resultado operativo al 31 de diciembre de 2022 resultó en una pérdida de \$291,4 millones en comparación con la ganancia de \$1.026,5 millones del año 2021 y la pérdida de \$793,5 millones del año 2020.

Si bien el total de los ingresos después del impuesto a las exportaciones, regalías e ingresos brutos aumentaron \$1.412,6 millones en comparación con los registrados al 31 de diciembre de 2021. Los principales efectos que generaron la pérdida operativa del año 2022 comparada con la ganancia operativa del año 2021 fueron: (i) un aumento de \$1.239,9 millones en otros costos operativos y de producción; y el resultado de \$855,3 millones de ganancia por compra en condiciones ventajosas del año 2021, no registrándose ese mismo concepto en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Adicionalmente la pérdida operativa del ejercicio 2022 se explica por (i) el incremento en amortizaciones y depreciaciones por \$364 millones; (ii) la pérdida por desvalorización de propiedad, planta y equipos en TDF por \$361,9 millones; (iii) el aumento en gastos de administración por \$184,1 millones; y (iv) cargo por abandono de pozos por \$5,8 millones; efectos compensados parcialmente por (v) una mayor ganancia de \$184,4 millones por cambios en el valor razonable del pasivo contingente; (vi) un aumento de \$9,3 millones en la ganancia por cambios en el valor razonable del activo contingente; (vii) un incremento de \$9 millones en el resultado positivo (ganancia) por deterioro de activos financieros y (viii) una menor pérdida por diferencia de cambio por \$77,7 millones.

Los principales efectos que generaron la ganancia operativa del año 2021 comparada con la pérdida operativa del año 2020 fueron: (i) mayores ingresos por ventas en el año 2021 debido a un mayor volumen de petróleo vendido en UT RCLV y a partir de la adquisición de Chañares Herrados combinado con una suba pronunciada del precio del petróleo Brent y del gas natural, netos de impuesto a las exportaciones y regalías por \$1.536,8 millones, (ii) la ganancia por compra en condiciones ventajosas por la adquisición del área Chañares Herrados por \$ 855,3 millones, (iii) un recupero de un deterioro de activos financieros por \$1,7 millones, efectos parcialmente compensados por: (iv) el aumento en otros costos operativos y de producción por \$622,3 millones (v) mayores gastos de administración por \$107,2 millones, (vi) mayores amortizaciones y depreciaciones por \$181,2 millones, (vii) una mayor pérdida por diferencia de cambio por \$112,2 millones, (viii) cambios en el pasivo y activo por contraprestación contingente por \$8,3 millones y \$5,4 millones respectivamente. Asimismo, durante del ejercicio 2021 no se registraron resultados en las líneas de: la desvalorización de propiedades, planta y equipo por \$443,5 millones y los gastos de exploración y evaluación por \$8,5 millones registrados en el año 2020.

En cuanto a los ingresos financieros, para el ejercicio 2022 totalizaron \$45,6 millones mientras que para el ejercicio 2021 y 2020 totalizaron \$27,1 millones y \$3,6 millones, respectivamente. Los egresos financieros fueron de \$583,4 millones para el ejercicio 2022, \$156,2 millones para el ejercicio 2021 y \$52,1 millones para el 2020.

El resultado antes del impuesto a las ganancias del ejercicio al 31 de diciembre de 2022 ascendió a \$829,2 millones de pérdida, mientras que al 31 de diciembre de 2021 y 2020 fue de \$897,4 millones de ganancia y \$842 millones de pérdida, respectivamente. Considerando el efecto del impuesto a las ganancias el resultado neto para el ejercicio 2022, 2021 y 2020 ascendió a \$701,2 millones de pérdida, en comparación con \$929,2 millones de ganancia en 2021 y \$618 millones de pérdida en 2020, respectivamente.

Asimismo, el resultado total integral para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendió a \$1.335,1 millones de ganancia mientras que al 31 de diciembre de 2021 y 2020 arrojó una ganancia de \$1.433,3 millones y

\$11,8 millones, respectivamente. En los ejercicios anuales 2022, 2021 y 2020 el resultado total integral se explica por el reconocimiento del resultado de conversión de la moneda funcional (dólar estadounidense) a la moneda de presentación (peso argentino) para los estados financieros, de acuerdo a lo establecido según la NIC 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera.

Ingresos por ventas:

Las cifras e información al 31 de diciembre de 2022, 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 fueron preparadas en base a Estados Financieros de acuerdo a NIIF.

(Valores expresados en pesos)	Ejercicios finalizados al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Ventas de Petróleo y Gas Natural			
Venta de petróleo	3.710.212.793	2.317.250.154	585.128.531
Venta de gas natural	762.177.697	442.888.337	254.900.802
Venta de propano y butano	20.663.362	13.493.953	920.368
Total	4.493.053.852	2.773.632.444	840.949.701

La información al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/20 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

El ingreso total por de ventas de petróleo y gas natural por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, totalizó \$4.493,1 millones y representó un aumento del 62% con relación a \$2.773,6 millones al 31 de diciembre de 2021, debido principalmente a: (i) mayores ingresos por ventas debido a un mayor volumen de petróleo vendido en Chañares Herrados y a partir de la adquisición de PPCO, compensados parcialmente por un menor volumen de petróleo y gas vendido en UT RCLV; y (iii) una suba pronunciada de los precios del petróleo Brent y del gas natural.

El ingreso total por de ventas de petróleo y gas natural por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, totalizó \$2.773,6 millones y representó un aumento del 230% con relación a \$840,9 millones al 31 de diciembre de 2020, debido principalmente a: (i) mayores ingresos por ventas debido a un mayor volumen de petróleo vendido en UT RCLV y a partir de la adquisición de Chañares Herrados y, (iii) una suba pronunciada del precio del petróleo Brent y del gas natural.

El precio de venta de gas natural al mercado industrial es negociado entre el operador de la UT RCLV (de la cual la Sociedad es miembro) y el cliente. El precio de venta de gas natural al mercado residencial es fijado por el gobierno argentino.

Ingresos por procesamiento

Los ingresos por procesamiento de gas fueron \$32,3 millones al 31 de diciembre de 2022, \$23,6 millones al 31 de diciembre de 2021 y \$12,1 millones al 31 de diciembre de 2020.

Impuesto a las exportaciones

En mayo de 2020, se fijó el precio del crudo Medanita en \$45 por barril (el "Barril Criollo"). Mientras que el Barril Criollo estuvo vigente entre el 18 de mayo de 2020 y el 27 de agosto de 2020, el impuesto a la exportación de petróleo crudo fue del 0%.

El impuesto a la exportación se restableció a una tasa variable el 28 de agosto de 2020 luego de la derogación del Barril Criollo. La tasa del impuesto a la exportación se determina mediante una fórmula basada en el precio del petróleo Brent, que va desde el 0% cuando el precio del petróleo Brent es igual o inferior a \$ 45 por barril hasta un máximo del 8% cuando el precio del petróleo Brent es igual o superior a \$ 60 por barril.

Al 31 de diciembre de 2022, el impuesto a las exportaciones ascendió a \$136,1 millones producto de mayores precios de venta con relación al 2021, parcialmente compensados por menores volúmenes de exportación.

Al 31 de diciembre de 2021, el impuesto a las exportaciones ascendió a \$112,1 millones producto de mayores volúmenes de exportación y precios de venta con relación al 2020.

Regalías e ingresos brutos

Por la producción de petróleo crudo y los volúmenes de gas natural comercializados, se abonan regalías equivalentes al 12% sobre el valor estimado en boca de pozo de dichos productos, el cual es asimilable al precio de venta final menos gastos de transporte y almacenamiento.

Como parte de la negociación de la extensión del plazo de concesión del área Las Violetas se acordó, entre otras cuestiones, un canon diferencial fijo equivalente en Pesos al 3% del precio del petróleo crudo, del precio del butano y propano líquido y del precio del gas natural percibidos por los socios de la UT TDF realizando las deducciones previstas en las Resoluciones de la SE mencionadas en el Acuerdo de Prórroga. Adicionalmente, se establece un canon diferencial variable que oscilará entre un 0,5% y un 2,5% dependiendo del precio percibido por los socios por la venta de hidrocarburos.

De acuerdo con el Decreto N°224/2021 de la Provincia de Mendoza, las regalías para el área Chañares Herrados se establecieron en un 12% sobre el producido de los hidrocarburos líquidos, extraídos en boca de pozo y gas natural. Adicionalmente, se estableció un canon extraordinario de producción equivalente al 1% y un canon variable por renta extraordinaria para el caso en que el precio de venta del petróleo crudo supere los 65 USD/bbl.

De acuerdo con el Decreto N°1354/18 de la Provincia de Mendoza, las regalías para el área Puesto Pozo Cercado Oriental se establecieron en un 12% sobre el producido de los hidrocarburos líquidos, extraídos en boca de pozo y gas natural. Adicionalmente, se estableció un canon extraordinario de producción equivalente al 6,2% y un canon variable por renta extraordinaria para el caso en que el precio de venta del petróleo crudo supere los 65 USD/bbl.

La alícuota de ingresos brutos por las ventas al mercado local asciende a 3% mientras que los ingresos por exportaciones son no computables a los fines del cálculo de los ingresos brutos.

Al 31 de diciembre de 2022, las regalías e ingresos brutos fueron \$748,1 millones, un 64% superior que en 2021 debido principalmente a mayores ventas en 2022.

Al 31 de diciembre de 2021, las regalías e ingresos brutos fueron \$456,7 millones, un 217% superior que en 2020 debido principalmente a mayores ventas en 2021.

Al 31 de diciembre de 2020, las regalías e ingresos brutos ascendieron a \$144,3 millones.

Otros costos operativos y de producción:

Otros costos operativos y de producción	Ejercicios finalizados al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Sueldos y cargas sociales	771.613.191	342.713.474	69.103.979
Servidumbres y cánones	97.249.022	67.175.497	23.064.524
Transporte y fletes	457.514.636	230.809.539	160.990.768
Honorarios y retribuciones por servicios	217.496.933	93.108.360	67.105.147
Gastos de mantenimiento y remediación	720.749.365	314.920.292	124.242.401
Seguros	33.895.297	23.654.907	15.233.991
Gastos de oficina	29.612.597	15.862.044	6.250.673
Total	2.328.131.041	1.088.244.113	465.991.483

La información al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/20 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

Para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2022, el total de costos operativos y de producción alcanzó \$2.328,1 millones, en comparación con los \$1.088,2 millones al 31 de diciembre de 2021. El aumento de \$1.239,9 millones se explica por: (i) el incremento en sueldos y cargas sociales por \$428,9 millones; (ii) el aumento de los gastos de mantenimiento y remediación por \$405,8 millones; (iii) el aumento de transporte y fletes por \$226,7 millones; (iv) la suba de \$124,4 millones en honorarios y retribuciones por servicios; (v) al aumento de servidumbres y cánones por \$30,1 millones; (vi) la suba de \$13,7 millones en gastos de oficina; y (vii) la suba de \$10,3 millones en seguros.

El total de costos operativos y de producción para el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2021 fue de \$1.088,2 millones lo que representó un aumento del 134% en comparación con los \$466 millones para el ejercicio 2020. El aumento de \$622,2 millones durante el ejercicio 2021 en comparación con el año 2020, se explica principalmente por: (i) el incremento en sueldos y cargas sociales por \$273,6 millones; (ii) el aumento de los gastos de mantenimiento y remediación por \$190,7 millones; (iii) el aumento de transporte y fletes por \$69,8 millones; (iv) al aumento de servidumbres y cánones por \$44,1 millones; (v) la suba de \$8,4 millones en seguros; (vi) la suba de \$26 millones en honorarios y retribuciones por servicios; (vii) la suba de \$9,6 millones en gastos de oficina; principalmente relacionados con la adquisición de Chañares Herrados desde el 13 de marzo de 2021.

Gastos de Administración:

Gastos de Administración (Valores expresados de pesos)

	Ejercicios finalizados al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Sueldos y cargas sociales	157.330.959	81.047.608	48.754.303
Honorarios y retribuciones por servicios	216.749.668	155.656.967	93.750.749
Honorarios y retribuciones por servicios sociedades relacionadas	7.679.703	4.334.472	2.838.011,00
Impuestos y tasas	30.711.464	9.146.172	12.849.840
Seguros	1.886.142	115.404	111.315
Gastos de oficina	22.944.921	16.892.969	6.964.424
Alquileres y expensas	1.120.755	623.281	652.498
Gastos de viajes	10.278.716	3.271.698	989.683
Otros	9.533.785	3.029.323	40.063
Total	458.236.113	274.117.894	166.950.886

La información al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/20 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

El total de gastos de administración para el ejercicio 2022 alcanzó \$458,2 millones, mientras que en el ejercicio 2021, totalizó \$274,1 millones. El aumento más pronunciado se verificó en la línea de sueldos y cargas sociales por \$76,3 millones y en la línea de honorarios y retribuciones por servicios por \$61,1 millones. Asimismo, las líneas de: (i) impuestos y tasas; (ii) gastos de viajes; (iii) otros; (iv) gastos de oficina; (v) seguros; y (vi) alquileres y expensas registraron aumentos de \$21,6 millones; \$7 millones; \$6,5 millones; \$6 millones; \$1,8 millones y \$0,5 millones respectivamente, comparados con al ejercicio 2021.

El total de gastos de administración para el ejercicio 2021 alcanzó \$274,1 millones, mientras que en el ejercicio 2020, totalizó \$167 millones. El aumento más importante se verificó en la línea de sueldos y cargas sociales por \$32,3 millones y en la línea de honorarios y retribuciones por servicios por \$63,4 millones. Asimismo, las líneas de: (i) gastos de oficina, (ii) gastos de viajes y, (iii) otros registraron aumentos de \$10 millones, \$2,3 millones y \$3 millones respectivamente comparados con al ejercicio 2020, mientras que la línea de impuestos y tasas disminuyó en \$3,7 millones en comparación con el ejercicio 2020, en tanto que las líneas de seguros y alquileres y expensas se mantuvieron en línea en comparación con el ejercicio 2020.

Valor razonable del pasivo por contraprestación contingente:

Al momento de la adquisición de St. Patrick Oil & Gas S.A. la Emisora se comprometió a realizar pagos trimestrales por un período de hasta 10 años a partir del 1 de enero de 2018, por un monto total de hasta USD 8,8 millones (pasivo por contraprestación contingente). El valor razonable del pasivo por contraprestación contingente en la fecha de adquisición del 7 de junio de 2018 se estimó en USD 5,9 millones (\$147,3 millones) utilizando el modelo de precios de Black-Scholes basado en una volatilidad de ingresos netos de 61% a 76% y una tasa libre de riesgo de 2.52% a 2,85%, en un plazo de 8,5 años.

Al 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020, los ingresos netos previstos basados en el informe de reservas certificado al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente no exceden los ingresos netos base para trimestres futuros, por lo que no se ha reconocido saldo alguno por esta contraprestación diferida.

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad reconoció un pasivo por contraprestación contingente relacionado con el monto a pagar correspondiente al cuarto trimestre de 2021 por un monto de \$8,3 millones, incluido en deudas comerciales y otros pasivos. Ver Nota 27 de los estados financieros al 31 de diciembre de 2021.

Asimismo, al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad reconoció un pasivo por contraprestación contingente relacionado con el monto a pagar correspondiente al segundo y tercer trimestre de 2022 por un monto de \$38,1 millones, incluido en deudas comerciales y otros pasivos. Ver Nota 27 de los estados financieros al 31 de diciembre de 2022.

Valor razonable del activo por contraprestación contingente:

En abril de 2019 perfeccionada la venta del 16,8251% de titularidad en la participación de St. Patrick Oil & Gas S.A. en la UT Río Cullen- Las Violetas- La Angostura dispuesta por el Arbitraje, el precio se conformó por USD 13,5 millones de precio base más impuestos aplicables a la transacción, y cierta suma contingente a cobrar (crédito por contraprestación contingente). El valor razonable de la contraprestación contingente a cobrar se estimó en USD 3,8 millones utilizando el modelo de precios de Black-Scholes basado en una volatilidad de ingresos netos de 66% a 77% y una tasa libre de riesgo de 2.24 % a 2.51%, en un plazo de 7,7 años.

Al 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020, los ingresos netos previstos basados en informe de reservas certificado al 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020 no exceden los ingresos netos base para trimestres futuros, por lo que no se ha reconocido saldo alguno por esta contraprestación diferida.

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad reconoció un activo por contraprestación contingente relacionado con el monto a cobrar correspondiente al cuarto trimestre de 2021 por un monto de \$5,4 millones, incluido en cuentas comerciales por cobrar. Ver Nota 27 de los estados financieros al 31 de diciembre de 2021.

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad reconoció un activo por contraprestación contingente relacionado con el monto a cobrar correspondiente al segundo y tercer trimestre de 2022 por un monto de \$15,2 millones, incluido en cuentas comerciales por cobrar. Ver Nota 27 de los estados financieros al 31 de diciembre de 2022.

Durante 2022, la Sociedad cobró \$7,1 millones en concepto de regalías en efectivo de los Socios de la UT RCLV.

Desvalorización de propiedades, planta y equipo y llave de negocio:

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad identificó indicadores de deterioro en relación con su UGE TDF al 31 de diciembre de 2022, por la disminución de las reservas probadas más probables debido a revisiones técnicas y estimaciones de costos operativos más elevados, y realizó una prueba de desvalorización. El importe recuperable estimado para la UGE TDF se basó en los flujos de caja descontados a una tasa del 15,7% después de impuestos que se espera obtener de las reservas probadas más probables de la UGE TDF del informe de reservas preparado externamente al 31 de diciembre de 2022, considerando una extensión de 10 años del plazo actual de la concesión, que expira en agosto de 2026.



A 31 de diciembre de 2022, se determinó que el importe recuperable estimado de la UGE TDF era inferior al importe en libros, lo que dio lugar a una previsión por desvalorización de \$361,9 millones.

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad identificó indicadores de deterioro en relación con su UGE de Mendoza al 31 de diciembre de 2022, por el aumento de las estimaciones de los costos operativos, y realizó una prueba de desvalorización. La Gerencia estimó el importe recuperable de la UGE Mendoza basándose en el mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y su valor de uso. El importe recuperable estimado para la UGE Mendoza se basó en los flujos de caja descontados a una tasa del 15,7% después de impuestos que se espera obtener de las reservas probadas más probables de la UGE Mendoza del informe de reservas preparado externamente al 31 de diciembre de 2022.

Al 31 de diciembre de 2022, se determinó que el importe recuperable estimado de la UGE Mendoza era superior al importe en libros, por lo que no se reconoció ninguna desvalorización en 2022.

Al 31 de diciembre de 2021, a pesar de que los precios estimados utilizados en el informe de reservas preparado externamente al 31 de diciembre de 2021 aumentaron (indicador de reversión de la desvalorización) en comparación con los precios estimados al 31 de diciembre de 2020, el efecto de este aumento fue compensado por una reducción en las reservas probadas más probables de la UGE TDF (indicador de desvalorización) del informe preparado externamente al 31 de diciembre de 2020. En consecuencia, basado en los efectos combinados de estos hechos, no se requirió el reconocimiento de una desvalorización o reversión de la desvalorización.

Durante el año 2020, los precios de referencia del petróleo crudo disminuyeron sustancialmente debido a una caída en la demanda mundial de crudo provocada por el impacto de la pandemia COVID-19 en la economía global. Además de estos factores, uno de los pozos de la UTE RCLV donde la Sociedad tiene participación tuvo un aumento significativo en su corte de agua a principios del 2020, lo que resultó en una disminución considerable en la producción de petróleo. Al 31 de diciembre de 2020, la disminución en las reservas probadas más probables de la Sociedad también se consideró un indicador de desvalorización. La Gerencia estimó el monto recuperable de la UGE TDF en base a su valor en uso que se determina estimando los flujos de fondos futuros descontados mediante la aplicación de una tasa representativa del costo del capital empleado. El valor de uso estimado para la UGE TDF se basó en los flujos de fondos descontados después de impuestos mediante la aplicación de una tasa del 15% de las reservas probadas más probables del informe de reservas preparado externamente el 31 de diciembre de 2020. Al 31 de diciembre de 2020, se determinó que el monto recuperable estimado de la UGE TDF era menor que el valor en libros, lo que resultó en un deterioro de valor reconocido durante el ejercicio por un total de \$443.505.741.

El deterioro puede revertirse en ejercicios futuros si existen indicadores de reversión, siempre que estos demuestren una mejora sustancial en la capacidad de servicio, como por ejemplo un aumento de reservas o bien una mejora en las previsiones de precios del petróleo y gas natural.

Amortizaciones y depreciaciones:

El total de amortizaciones y depreciaciones en el ejercicio 2022 ascendió a \$973 millones, mientras que, al 31 de diciembre de 2021, totalizó \$609 millones. El aumento se debe principalmente a la disminución de las reservas probadas y probables de petróleo y gas natural de las Concesiones TDF y a mayores amortizaciones por la adquisición de la Concesión PPCO a partir de julio de 2022. La disminución de las reservas probadas y probables de TDF es atribuible a la ausencia de una campaña de perforación para reemplazar la producción de petróleo y gas de 2022.

El total de amortizaciones y depreciaciones en el ejercicio 2021 ascendió a \$609 millones, mientras que, al 31 de diciembre de 2020, totalizó \$427,7 millones. El aumento se debe principalmente a la adquisición de Chañares Herrados a partir del 11 de marzo de 2021.

Gastos de exploración y evaluación:



Al 31 de diciembre de 2020, se imputaron a gastos de exploración y evaluación en el Estado de Resultados Integrales \$8,5 millones por costos asociados con el pozo abandonado.

Al 31 de diciembre de 2021 y al 31 de diciembre de 2022, no se registraron gastos de exploración y evaluación.

Deterioro de activos financieros

Al 31 de diciembre de 2020, no se registraron deterioros de activos financieros.

Al 31 de diciembre de 2021, se registró un recuperó de deterioro de activos financieros por \$1,7 millones.

Al 31 de diciembre de 2022, se registró un recuperó de deterioro de activos financieros por \$10,7 millones.

Recupero (Cargo) provisión abandono de pozos

Al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2021, no se registraron recuperos o cargos de provisión de abandono de pozos.

Al 31 de diciembre de 2022, se registró un cargo de provisión de abandono de pozos por \$5,7 millones.

Diferencia de cambio

Al 31 de diciembre de 2022 se registró \$6,9 millones de pérdida por diferencia de cambio en comparación con los \$84,7 millones de pérdida y los \$27,6 millones de ganancia al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente.

Resultados no operativos

Ingresos financieros

El total de los ingresos financieros del ejercicio 2022 fue de \$45,6 millones en comparación con los \$27,1 millones registrados en el ejercicio 2021, reflejando un aumento del 69% con respecto al 2021, debido principalmente a un incremento en los ingresos por inversiones en fondos comunes de inversión.

El total de los ingresos financieros del ejercicio 2021 fue de \$27,1 millones en comparación con los \$3,6 millones registrados en el ejercicio 2020, reflejando un aumento del 656% con respecto al 2020, debido principalmente a un incremento de los intereses ganados por los saldos mantenidos en cuentas bancarias.

Egresos financieros

El total de egresos financieros del ejercicio 2022 alcanzó \$583,4 millones, mientras que, al 31 de diciembre de 2021, totalizó \$156,2 millones. El aumento se debe principalmente a los intereses correspondientes a préstamos bancarios por \$249,9 millones; mayores comisiones y gastos bancarios por \$76,2 millones; al costo por canje de Obligaciones negociables Clase I y II por \$33,3 millones e intereses correspondientes a las obligaciones negociables por \$32,5 millones.

El total de egresos financieros del ejercicio 2021 alcanzó \$156,2 millones, mientras que, al 31 de diciembre de 2020, totalizó \$52,1 millones. El aumento se debe principalmente a los intereses correspondientes a las obligaciones negociables por \$78,4 millones y comisiones y gastos bancarios por \$26,9 millones.

Ganancia por compra en condiciones ventajosas - Adquisición de Chañares Herrados

Con fecha 11 de marzo de 2021 la provincia de Mendoza adjudicó a la Sociedad junto con Petrolera Aconcagua Energía S.A., la explotación por un plazo de 25 años de la concesión del campo Chañares Herrados. La participación de la Sociedad en CH es del 50%.

El costo de la adquisición implicó un pago en efectivo de un canon de concesión por USD 4,17 millones (equivalente a \$347,9 millones al tipo de cambio de \$83,50/US\$, tipo de cambio del día anterior al día de la fecha de presentación de ofertas) al porcentaje de participación de la Sociedad.

Adicionalmente, los concesionarios se comprometieron a un aporte obligatorio mediante la entrega de bienes y/o ejecución de servicios por hasta un valor máximo del 0,5% anual del canon de concesión a lo largo de la vigencia de la concesión de explotación.

El compromiso de inversión asciende a USD 85,7 millones (USD 42,85 millones al porcentaje de participación de la Sociedad) durante los primeros 10 años de la concesión de acuerdo con el plan de explotación ofertado y aprobado por la Autoridad de Aplicación.

La adquisición se contabilizó como una combinación de negocios de acuerdo con lo establecido en la NIIF 3 Combinaciones de Negocios, utilizando el método de la adquisición por el cual los activos adquiridos y los pasivos asumidos fueron registrados a sus valores razonables estimados a la fecha de adquisición. Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad obtuvo un informe de reservas estimadas a la fecha de la adquisición realizada por ingenieros independientes que formó la base final para un ajuste en el valor razonable de propiedades, planta y equipo que resultó en una revisión del pasivo por impuesto diferido relacionado y un aumento en la ganancia sobre la adquisición. La estimación del valor razonable de los activos netos fue de \$ 1.203,2 millones, que comparado con el valor de la Consideración (canon inicial y aporte obligatorio del 0,5%) por \$ 347,9 millones, arrojó una ganancia de \$ 855,3 millones al 31 de diciembre de 2021.

Impuesto a las ganancias

	Ejercicios finalizados al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Impuesto corriente - Recupero/ (Cargo)	-	-	116.682.889
Impuesto diferido- Recupero/ (Cargo)	127.940.483	31.856.681	107.390.029
	127.940.483	31.856.681	224.072.918

La información al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/20 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

Al 31 de diciembre de 2022 el recupero por impuesto a las ganancias fue por \$127,9 millones, que corresponde a un recupero del impuesto diferido.

Al 31 de diciembre de 2021 el recupero por impuesto a las ganancias fue por \$31,9 millones, que corresponde a un recupero del impuesto diferido.

Al 31 de diciembre de 2020 el recupero por impuesto a las ganancias fue por \$224,1 millones, de los cuales \$116,7 millones corresponden a un recupero del impuesto corriente y \$107,4 millones corresponden a un recupero del impuesto diferido.

Otro Resultado Integral:



Los efectos de la conversión monetaria para los ejercicios cerrados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, arrojaron una ganancia de \$2.036,4 millones, \$504,1 millones y \$629,8 millones, respectivamente que se explican por el reconocimiento del resultado de conversión de la moneda funcional (dólar estadounidense) a la moneda de presentación (peso argentino) para los estados financieros, de acuerdo a lo establecido según la NIC 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera.

Resultado total integral:

La sumatoria del resultado neto y de otros resultados integrales, resultó en ganancia como resultado total integral para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, el 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020, por \$1.335,1 millones, \$1.433,3 millones y \$11,8 millones, respectivamente.

Estado de Situación Financiera

Activo

(Valores expresados de pesos)	al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedades, plantas y equipos	7.780.140.106	3.643.100.223	1.373.243.913
Activos de exploración y evaluación	2.497.888.613	1.251.866.491	938.775.785
Efectivo restringido	44.629.379	30.710.927	-
Otros créditos	788.244	399.693	386.810
Total del activo no corriente	10.323.446.342	4.926.077.334	2.312.406.508
ACTIVO CORRIENTE			
Inventario	280.338.781	27.865.371	23.324.806
Otros créditos	738.264.507	354.733.241	251.444.485
Cuentas comerciales por cobrar	623.782.162	338.520.707	184.561.258
Efectivo y equivalentes de efectivo	93.358.940	329.685.062	41.814.054
Total del activo corriente	1.735.744.390	1.050.804.381	501.144.603
TOTAL ACTIVO	12.059.190.732	5.976.881.715	2.813.551.111

La información al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/20 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

El total del activo al 31 de diciembre de 2022 ascendió a \$12.059,2 millones, un 102% mayor a los \$5.976,9 millones registrados al 31 de diciembre de 2021. La variación se explica principalmente por el aumento del activo no corriente por \$5.397,4 millones; explicado mayoritariamente por la adquisición de la concesión de Puesto Pozo Cercado Oriental; y un aumento de \$684,9 millones en el activo corriente.

El total del activo al 31 de diciembre de 2021 ascendió a \$5.976,9 millones, un 112,43% mayor a los \$2.813,5 millones registrados al 31 de diciembre de 2020. La variación se explica principalmente por el aumento del activo no corriente por \$2.613,7 millones; explicado mayoritariamente por la adquisición de la concesión de Chañares Herrados; y un aumento de \$549,7 millones en el activo corriente.

Activo no corriente:

Al 31 de diciembre de 2022, el total del activo no corriente ascendía a \$10.323,4 millones, lo que representa un aumento del 110% respecto al saldo de \$4.926 millones registrado al 31 de diciembre del año 2021. El aumento se debió principalmente a: (i) el incremento registrado en Propiedades, plantas y equipos netos de depreciaciones por \$4.137 millones; (ii) el aumento de \$1.246 millones en activos de exploración y evaluación y (iii) el aumento en efectivo restringido por \$13,9 millones.

Al 31 de diciembre de 2021, el total del activo no corriente ascendía a \$4.926 millones, lo que representa un aumento del 113% respecto al saldo de \$2.312,4 millones registrado al 31 de diciembre del año 2020. El aumento se debió

principalmente a: (i) el incremento registrado en Propiedades, plantas y equipos netos de depreciaciones por \$2.270 millones; (ii) el aumento de \$313,1 millones en activos de exploración y evaluación y (iii) el saldo por \$30,7 millones de efectivo restringido.

Propiedades, planta y equipos:

El siguiente cuadro muestra la evolución del rubro Propiedades, planta y equipo durante el ejercicio 2022 partiendo desde los saldos al 31 de diciembre de 2021.

(Valores expresados en pesos argentinos)	Activos de desarrollo/producción	Obra en curso	Muebles y útiles, instalaciones y equipos	Activos por derecho de uso	Total
Valores de origen					
Valor al 31/12/2021	6.501.486.940	402.708.988	26.843.887	54.334.037	6.985.373.852
Diferencias de conversión	5.167.331.923	442.877.040	23.796.479	21.041.311	5.655.046.753
Altas por combinación de negocios	924.914.227	-	-	-	924.914.227
Altas	128.999.768 (*)	1.329.048.989	10.962.950	245.618.962	1.714.630.669
Bajas	-	-	-	(25.711.496)	(25.711.496)
Incentivos del gobierno	(27.180.519)	-	-	-	(27.180.519)
Transferencias	762.129.267	(762.129.267)	-	-	-
Valor al 31/12/2022	13.457.681.606	1.412.505.750	61.603.316	295.282.814	15.227.073.486
Depreciaciones					
Acumulada al 31/12/2021	(2.394.188.423)	-	(20.272.714)	(22.717.416)	(2.437.178.553)
Diferencias de conversión	(2.071.817.618)	-	(18.625.694)	(15.840.467)	(2.106.283.779)
Bajas	-	-	-	6.636.965	6.636.965
Del periodo	(973.626.759)	-	(4.646.380)	(7.311.130)	(985.584.269)
Acumulada al 31/12/2022	(5.439.632.800)	-	(43.544.788)	(39.232.048)	(5.522.409.636)
Previsión por desvalorización					
Acumulada al 31/12/2021	(905.095.076)	-	-	-	(905.095.076)
Altas	(361.868.660)	-	-	-	(361.868.660)
Diferencias de conversión	(657.560.008)	-	-	-	(657.560.008)
Acumulada al 31/12/2022	(1.924.523.744)	-	-	-	(1.924.523.744)
Neto resultante al 31/12/2022	6.093.525.062	1.412.505.750	18.058.528	256.050.766	7.780.140.106

(*) Corresponde a las altas por abandono de pozos.

La información al 31 de diciembre de 2022 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

Ver Nota 14 - Propiedades, planta y equipos de los estados financieros al 31 de diciembre de 2022.

Cuadro resumen:

(Valores expresados en pesos)	
Saldo Neto de Propiedades, planta y equipos al 31/12/2021	3.643.100.223
Altas del ejercicio	1.714.630.669
Bajas del ejercicio	(25.711.496)
Incentivos del gobierno	(27.180.519)
Altas por combinación de negocios	924.914.227
Diferencias de conversión	2.891.202.966
Previsión por desvalorización	(361.868.660)
Depreciación del ejercicio	(978.947.304)
Saldo Neto de Propiedades, planta y equipos al 31/12/2022	7.780.140.106

Al 31 de diciembre de 2022 el saldo de Propiedades, planta y equipos asciende a \$7.780,1 millones en comparación con el saldo al 31 de diciembre de 2021 que ascendía a \$3.643,1 millones. La variación de \$4.137 millones responde principalmente a aumentos por (i) \$2.891,2 millones de diferencias de conversión; (ii) \$924,9 millones de altas por combinación de negocios; (iii) \$1.714,6 millones de altas de propiedades, plantas y equipos; parcialmente compensadas por (iv) depreciaciones por \$978,9 millones; (v) una previsión por desvalorización por \$361,9 millones; (vi) incentivos del gobierno por \$ 27,2 millones; y (vii) bajas por \$25,7 millones.

El siguiente cuadro muestra la evolución del rubro Propiedades, planta y equipo durante el ejercicio 2021 partiendo desde los saldos al 31 de diciembre de 2020:

(Valores expresados en pesos argentinos)	Activos de desarrollo/producción	Obra en curso	Muebles y útiles, instalaciones y equipos	Activos por derecho de uso	Total
Valores de origen					
Valor al 31/12/2020	3.166.261.078	315.169.816	19.221.311	98.924.143	3.599.576.348
Diferencias de conversión	1.095.559.083	(36.883.374)	4.581.180	11.867.506	1.075.124.395
Altas por combinación de negocios	1.516.091.425	-	-	-	1.516.091.425
Altas	452.791.596 (*)	395.206.304	3.041.396	22.516.810	873.556.106
Bajas	-	-	-	(78.974.422)	(78.974.422)
Transferencias	270.783.758	(270.783.758)	-	-	-
Valor al 31/12/2021	6.501.486.940	402.708.988	26.843.887	54.334.037	6.985.373.852
Depreciaciones					
Acumulada al 31/12/2020	(1.437.521.230)	-	(13.098.235)	(34.562.642)	(1.485.182.107)
Diferencias de conversión	(361.129.616)	-	(5.113.112)	(5.220.083)	(371.462.811)
Bajas	-	-	-	20.069.063	20.069.063
Del período	(595.537.577)	-	(2.061.367)	(3.003.754)	(600.602.698)
Acumulada al 31/12/2021	(2.394.188.423)	-	(20.272.714)	(22.717.416)	(2.437.178.553)
Previsión por desvalorización					
Acumulada al 31/12/2020	(741.150.328)	-	-	-	(741.150.328)
Diferencias de conversión	(163.944.748)	-	-	-	(163.944.748)
Acumulada al 31/12/2021	(905.095.076)	-	-	-	(905.095.076)
Neto resultante al 31/12/2021	3.202.203.441	402.708.988	6.571.173	31.616.621	3.643.100.223

(*) Corresponde a las altas por abandono de pozos.

La información al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2021 publicados en AIF bajo el ID 2864774.

Ver Nota 14 - Propiedades, planta y equipos de los estados financieros al 31 de diciembre de 2021.

Cuadro resumen:

(Valores expresados en pesos)	
Saldo Neto de Propiedades, planta y equipos al 31/12/2020	1.373.243.913
Altas del ejercicio	873.556.106
Bajas del ejercicio	(78.974.422)
Altas por combinación de negocios	1.516.091.425
Diferencias de conversión	539.716.836
Previsión por desvalorización	-
Depreciación del ejercicio	(580.533.635)
Saldo Neto de Propiedades, planta y equipos al 31/12/2021	3.643.100.223

Al 31 de diciembre de 2021 el saldo de Propiedades, planta y equipos asciende a \$3.643,1 millones en comparación con el saldo al 31 de diciembre de 2020 que ascendía a \$1.373,2 millones. La variación de \$2.270 millones responde principalmente a aumentos por (i) \$539,7 millones de diferencias de conversión; (ii) \$1.516,1 millones de altas por combinación de negocios; (iii) \$873,6 millones de altas de propiedades, plantas y equipos; parcialmente compensadas por (iv) bajas por \$79 millones y (v) depreciaciones por \$580,5 millones.

El siguiente cuadro muestra la evolución del rubro Propiedades, planta y equipo durante el ejercicio 2020 partiendo desde los saldos al 31 de diciembre de 2019.

(Valores expresados en pesos argentinos)	Activos de desarrollo/producción	Obra en curso	Muebles y útiles, instalaciones y equipos	Activos por derecho de uso	Total
Valores de origen					
Valor al 31/12/2019	2.088.015.198	336.737.364	13.253.482	70.956.057	2.508.962.101
Diferencias de conversión	937.485.109	45.673.168	5.538.200	27.968.086	1.016.664.563
Altas	6.758.748 (*)	66.761.307	429.629	-	73.949.684
Transferencias	134.002.023	(134.002.023)	-	-	-
Valor al 31/12/2020	3.166.261.078	315.169.816	19.221.311	98.924.143	3.599.576.348
Depreciaciones					
Acumulada al 31/12/2019	(689.127.504)	-	(6.674.441)	(17.644.190)	(713.446.135)
Diferencias de conversión	(353.652.162)	-	(3.673.328)	(7.587.680)	(364.913.170)
Del ejercicio	(394.741.564)	-	(2.750.466)	(9.330.772)	(406.822.802)
Acumulada al 31/12/2020	(1.437.521.230)	-	(13.098.235)	(34.562.642)	(1.485.182.107)
Previsión por desvalorización					
Acumulada al 31/12/2019	(189.516.242)	-	-	-	(189.516.242)
Diferencias de conversión	(108.128.345)	-	-	-	(108.128.345)
Altas	(443.505.741)	-	-	-	(443.505.741)
Acumulada al 31/12/2020 (*)	(741.150.328)	-	-	-	(741.150.328)
Neto resultante al 31/12/2020	987.589.520	315.169.816	6.123.076	64.361.501	1.373.243.913

(*) Corresponde a las altas por abandono de pozos.

La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/2020 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

Ver Nota 13 - Propiedades, planta y equipos de los estados financieros al 31 de diciembre de 2020.

Cuadro resumen:

(Valores expresados en pesos)	
Saldo Neto de Propiedades, planta y equipos al 31/12/2019	1.605.999.724
Altas del ejercicio	73.949.684
Diferencias de conversión	543.623.048
Previsión por desvalorización	(443.505.741)
Depreciación del ejercicio	(406.822.802)
Saldo Neto de Propiedades, planta y equipos al 31/12/2020	1.373.243.913

La baja neta de \$232,7 millones registrada durante el año 2020 en Propiedades, plantas y equipos en comparación con el saldo del rubro al 31 de diciembre de 2019, incluye los efectos de: (i) altas del ejercicio por \$74 millones; (ii) diferencias de conversión por \$543,6 millones; (iii) la constitución de la previsión por desvalorización de activos de largo plazo por \$443,5 millones; (iv) y la depreciación del ejercicio por \$406,8 millones.

Activos de Exploración y evaluación:

Activos de Evaluación y Exploración	al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Valor al inicio	1.251.866.491	938.775.785	651.836.278
Diferencias de conversión	1.081.716.995	208.853.306	270.530.372
Altas	273.760.964	104.237.400	24.940.646
Incentivos del gobierno	(100.742.544)	-	-
Abandono de pozo	(8.713.293)	-	-
Bajas	-	-	(8.531.511)
Valor al cierre	2.497.888.613	1.251.866.491	938.775.785

La información al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/20 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

El total de activos de exploración y evaluación al 31 de diciembre de 2022 registró un aumento neto de \$ 1.246 millones con respecto a los saldos al 31 de diciembre de 2021. El aumento neto incluye: (i) \$1.081,7 millones de diferencias de conversión y (ii) altas por \$273,7 millones, parcialmente compensados por (iii) incentivos del gobierno por \$100,7 millones.

Al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 no se registraron bajas en activos de exploración y evaluación, en comparación con los \$8,5 millones registrados al 31 de diciembre de 2020.

El valor recuperable de los activos de exploración y evaluación supera el valor registrado. Al 31 de diciembre de 2022, no se imputaron a gastos de exploración y evaluación en el Estado de Resultados Integrales.

El total de activos de exploración y evaluación al 31 de diciembre de 2021 registró un aumento neto de \$ 313,1 millones con respecto a los saldos al 31 de diciembre de 2020. El aumento neto incluye: (i) \$208,9 millones de diferencias de conversión y (ii) altas por \$104,2 millones. Al 31 de diciembre de 2021 no se registraron bajas en activos de exploración y evaluación, en comparación con los \$8,5 millones registrados al 31 de diciembre de 2020.

El valor recuperable de los activos de exploración y evaluación supera el valor registrado. Al 31 de diciembre de 2021, no se imputaron a gastos de exploración y evaluación en el Estado de Resultados Integrales.

Efectivo Restringido:

Al 31 de diciembre de 2022, incluye efectivo por \$44.629.379 afectados como garantía de las obligaciones negociables en circulación emitidas por la Sociedad y depositados en cuenta del Fideicomiso de Garantía CPESA en Banco de Servicios y Transacciones S.A. cuyo fideicomisario o beneficiario final es la Sociedad. Dichos fondos son depositados para cubrir el equivalente al próximo pago trimestral de intereses y serán invertidos según lo indicado en el Fideicomiso de Garantía CPESA.

Al 31 de diciembre de 2021, se incluye efectivo por \$30,7 millones afectados como garantía de las Obligaciones Negociables Clase I y Clase II emitidas por la Sociedad y depositados en cuenta del Fideicomiso de Garantía CPESA en Banco de Servicios y Transacciones S.A. cuyo fideicomisario o beneficiario final es la Sociedad. Dichos fondos son depositados para cubrir el equivalente al próximo pago trimestral de intereses y son invertidos según lo indicado en el Fideicomiso de Garantía CPESA por el Fiduciario en depósitos a plazo fijo o en cuota-partes de fondos comunes de inversión de la República Argentina. Dichos contratos celebrados se realizaron en beneficio de los obligacionistas de las Obligaciones Negociables Clase I y de las Obligaciones Negociables Clase II.

Al 31 de diciembre de 2020 no se registraron saldos por efectivo restringido.

Otros créditos no corrientes:

Al 31 de diciembre de 2022 el saldo de otros créditos no corrientes es \$0,8 millones y se compone principalmente por depósitos en garantía.

Al 31 de diciembre de 2021 el saldo de otros créditos no corrientes es \$0,4 millones y se compone principalmente por depósitos en garantía.

Al 31 de diciembre de 2020, el saldo de otros créditos no corrientes asciende a \$0,4 millones.



Activo Corriente

Al 31 de diciembre de 2022, el total del activo corriente asciende a \$1.735,7 millones lo que refleja un aumento del 65% en comparación con \$1.050,8 millones del activo corriente al 31 de diciembre de 2021, debido principalmente a: (i) el aumento en otros créditos por \$383,5 millones; (ii) la suba en cuentas comerciales por cobrar por \$285,6 millones; (iii) el aumento en el saldo de inventario por \$252,4 millones; compensado parcialmente por (iv) la disminución en efectivo y equivalentes por \$236,3 millones.

Al 31 de diciembre de 2021, el total del activo corriente asciende a \$1.050,8 millones lo que refleja un aumento del 109,68% en comparación con \$501,1 millones del activo corriente al 31 de diciembre de 2020, debido principalmente a: (i) el aumento en efectivo y equivalentes por \$287,9 millones; (ii) el aumento en otros créditos por \$103,3 millones; (iii) la suba en cuentas comerciales por cobrar por \$154 millones, y (iv) el aumento en el saldo de inventario por \$4,5 millones al 31 de diciembre de 2021.

El total del activo corriente al 31 de diciembre de 2020 ascendía a \$501,1 millones.

Inventario:

El total del inventario al 31 de diciembre de 2022, fue de \$280,3 millones en comparación a los \$27,9 millones al 31 de diciembre de 2021, y el aumento se debe principalmente por un mayor stock de petróleo crudo por \$247,9 millones.

El total del inventario al 31 de diciembre de 2021, fue de \$27,9 millones en comparación a los \$23,3 millones al 31 de diciembre de 2020.

Cuentas comerciales por cobrar corrientes:

El total de cuentas comerciales por cobrar al 31 de diciembre de 2022 fue de \$623,7 millones, en comparación con el saldo de \$338,5 millones al 31 de diciembre de 2021.

El total de cuentas comerciales por cobrar al 31 de diciembre de 2021 fue de \$338,5 millones en comparación con el saldo de \$184,6 millones al 31 de diciembre de 2020, y el aumento se debe principalmente por el saldo de cuentas comerciales por cobrar relacionadas con Chañares Herrados.

Otros créditos corrientes:

El total de otros créditos corrientes al 31 de diciembre de 2022 fue de \$738,3 millones, en comparación a \$354,7 millones al 31 de diciembre de 2021. El aumento por \$383,5 millones se explica principalmente por: (i) un aumento del saldo a favor de IVA en \$100,5 millones; (ii) el saldo con sociedades relacionadas por \$58,7 millones; (iii) un aumento del saldo a favor ingresos brutos en \$57,7 millones; (iv) el crédito fiscal de regalías – Mendoza recibido en el año 2022 por \$51,9 millones; (v) un aumento de créditos por impuesto a los débitos y créditos por \$39 millones; (vi) un aumento de retenciones del impuesto a las ganancias por \$29 millones; (vii) un aumento por \$27,8 millones en saldo a favor impuesto a las ganancias; (viii) un aumento por \$16 millones en anticipo a proveedores; (ix) un aumento por \$12,7 millones por seguros y otros gastos a devengar; parcialmente compensado por (x) una disminución de créditos aduana por \$8 millones; y (xi) una disminución en otros créditos impositivos por \$1,8 millones.

El total de otros créditos corrientes al 31 de diciembre de 2021 fue de \$354,7 millones, en comparación a \$251,4 millones al 31 de diciembre de 2020. El aumento por \$103,3 millones se explica principalmente por: (i) un aumento del saldo a favor de IVA en \$52,7 millones; (ii) un aumento de retenciones del impuesto a las ganancias por \$15,9 millones; (iii) por la suba en créditos por impuesto a los débitos y créditos en \$15,5 millones; (iv) un aumento por \$12 millones en anticipo a proveedores; (v) un aumento por \$5,9 millones de saldo a favor ingresos brutos; (vi) un

aumento del saldo a favor impuesto a las ganancias en \$5,3 millones; (vii) un aumento por \$3,5 millones por seguros y otros gastos a devengar; (viii) un aumento de \$0,2 millones en otros créditos impositivos; y (ix) \$0,05 millones en depósitos en garantía, parcialmente compensado por una disminución de créditos aduana por \$7,6 millones y préstamos al personal por \$0,2 millones.

Efectivo y equivalentes de efectivo:

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, el total de efectivo y equivalentes de efectivo ascendía a \$93,3 millones, \$329,7 millones, y \$41,8 millones, respectivamente.

Pasivo

(Valores expresados de pesos)	al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Pasivo por impuesto diferido	736.456.172	415.246.341	91.458.694
Pasivo por arrendamiento	172.263.613	24.962.279	53.806.128
Pasivo por abandono de pozos	1.939.533.397	1.166.394.276	565.888.901
Deudas financieras	2.575.047.383	329.657.387	-
Deudas comerciales y otros pasivos	126.070.667	29.346.401	14.071.426
Impuesto a las ganancias a pagar	-	6.681.116	13.969.731
Total del pasivo no corriente	5.549.371.232	1.972.287.800	739.194.880
PASIVO CORRIENTE			
Pasivo por arrendamiento	85.661.643	7.899.168	13.990.442
Pasivo por abandono de pozos	64.737.454	61.343.870	-
Deudas comerciales y otros pasivos	1.071.884.443	491.288.480	160.717.887
Impuesto a las ganancias a pagar	6.681.176	7.288.555	7.288.514
Deudas financieras	731.842.785	222.898.931	111.814.268
Total del pasivo corriente	1.960.807.501	790.719.004	293.811.111
TOTAL PASIVO	7.510.178.733	2.763.006.804	1.033.005.991

La información al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/2020 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

El total del pasivo al 31 de diciembre de 2022 alcanzó \$7.510,1 millones, lo que representa un incremento del 172% respecto del pasivo al 31 de diciembre de 2021 que ascendía a \$2.763 millones, debido principalmente a un aumento de \$3.577 millones del pasivo no corriente y \$1.170 millones del pasivo corriente.

El total del pasivo al 31 de diciembre del 2021 alcanzó \$2.763 millones, lo que representa un incremento del 167,5% respecto del total del pasivo al 31 de diciembre de 2020 que ascendía a \$1.033 millones, debido principalmente a un aumento de \$1.233,1 millones del pasivo no corriente y \$496,9 millones del pasivo corriente.

Pasivo No Corriente:

El aumento del pasivo no corriente al 31 de diciembre de 2022 en \$3.577 millones en comparación con los saldos al 31 de diciembre de 2021 es explicado mayoritariamente por: (i) el incremento de deudas financieras por \$2.245,4 millones relacionado con la emisión de las obligaciones negociables Clase III; (ii) el aumento de \$773,1 millones del pasivo por abandono de pozos, principalmente por la adquisición de la participación en Puesto Pozo Cercado Oriental; (iii) el aumento del impuesto diferido por \$321,2 millones que incluye el efecto de la valuación de la adquisición de la participación en Puesto Pozo Cercado Oriental; (iv) el aumento en el pasivo por arrendamiento por \$147,3 millones; (v) el aumento en deudas comerciales y otros pasivos por \$96,7 millones; compensados parcialmente por (vi) la disminución del impuesto a las ganancias por pagar por \$6,7 millones.

El aumento del pasivo no corriente al 31 de diciembre de 2021 en \$1.233,1 millones en comparación con los saldos al 31 de diciembre de 2020 es explicado mayoritariamente por: (i) el aumento de \$600,5 millones del pasivo por

abandono de pozos al 31 de diciembre de 2021 generado principalmente por la adquisición de participación en la UT Chañares Herrados; (ii) el incremento de deudas financieras por \$329,7 millones; (iii) el aumento del impuesto diferido por \$323,8 millones que incluye el efecto de la valuación de la adquisición de la participación en Chañares Herrados; (iv) el aumento en deudas comerciales y otros pasivos por \$15,3 millones; compensados parcialmente por (v) la disminución del impuesto a las ganancias por pagar por \$7,3 millones y la baja de \$28,8 millones en el pasivo por arrendamiento.

Deudas comerciales y otros pasivos no corriente:

El saldo de deudas comerciales y otros pasivos no corriente al 31 de diciembre de 2022 asciende a \$126,1 millones y presenta un aumento del 330% respecto del saldo al 31 de diciembre de 2021. La variación responde principalmente a: (i) el alta de la contraprestación contingente por la adquisición de la participación en Puesto Pozo Cercado Oriental por \$73 millones; (ii) el aumento del aporte obligatorio por la adquisición de la participación en Puesto Pozo Cercado Oriental por \$15,3 millones; (iii) el alta por remediación ambiental por \$9,1 millones y (iv) una disminución de intereses fiscales a pagar por \$0,7 millones.

El saldo de deudas comerciales y otros pasivos no corriente al 31 de diciembre de 2021 asciende a \$29,3 millones y presenta un aumento del 108,5% respecto del saldo al 31 de diciembre de 2020. La variación responde principalmente a: (i) un aporte obligatorio establecido en el pliego por la adquisición del área Chañares Herrados estimado en \$13,2 millones; (ii) el alta por remediación ambiental por \$2,8 millones y (iii) una disminución de intereses fiscales a pagar por \$0,7 millones.

Pasivo por impuesto diferido no corriente:

El saldo por impuesto diferido no corriente al 31 de diciembre de 2022 refleja un incremento de \$321,2 millones en comparación con el saldo por el mismo concepto al 31 de diciembre de 2021. Esta variación neta se explica por: (i) un aumento por diferencias de conversión de \$358,5 millones; (ii) el alta del pasivo diferido por la adquisición de la participación en Puesto Pozo Cercado Oriental por \$90,6 millones; compensado parcialmente por (iii) un recupero del impuesto a las ganancias por \$127,9 millones.

El saldo por impuesto diferido no corriente al 31 de diciembre de 2021 refleja un incremento de \$323,8 millones en comparación con el saldo por el mismo concepto al 31 de diciembre de 2020. Esta variación neta se explica por: (i) un aumento por diferencias de conversión de \$63,6 millones; (ii) el alta del pasivo diferido por la adquisición de la participación en Chañares Herrados por \$292 millones; compensado parcialmente por (iii) un recupero del impuesto a las ganancias por \$31,8 millones.

Pasivo por arrendamiento no corriente:

Al 31 de diciembre de 2022, el saldo del pasivo por arrendamiento no corriente es \$172,3 millones y refleja un aumento del 590% en comparación con el saldo del pasivo por arrendamiento no corriente al 31 de diciembre de 2021. La variación responde principalmente a: (i) que la Sociedad renovó determinados contratos de arrendamiento generando altas por \$112,5 millones; (ii) el aumento por diferencias de conversión por \$139,1 millones; (iii) intereses devengados por \$2,3 millones; parcialmente compensado por (iv) bajas por \$20,2 millones; (v) pagos de arrendamientos por \$8,6 millones; y (vi) \$85,6 millones de pasivo por arrendamiento que se reclasificaron al pasivo corriente al 31 de diciembre de 2022.

Al 31 de diciembre de 2021, el saldo del pasivo por arrendamiento no corriente es \$25 millones y refleja una disminución del 54% en comparación con el saldo del pasivo por arrendamiento no corriente al 31 de diciembre de 2020. La variación responde principalmente a la baja de un arrendamiento de equipo en la UT RCLV.



Deudas Financieras no corrientes:

Al 31 de diciembre de 2022 la Emisora mantiene un saldo de \$2.575 millones en obligaciones negociables. Ver Nota 26- Deudas Financieras en los estados financieros al 31 de diciembre de 2022.

Al 31 de diciembre de 2021 la Emisora mantiene un saldo de \$329,7 millones en obligaciones negociables. Ver Nota 26- Deudas Financieras en los estados financieros al 31 de diciembre de 2021.

Al 31 de diciembre de 2020 la Emisora no poseía préstamos financieros y/o bancarios.

Pasivo por abandono de pozos no corriente:

El saldo por pasivo por abandono de pozos no corriente al 31 de diciembre de 2022 asciende a \$1.939,5 millones y refleja un incremento de \$773,1 millones en comparación con el saldo por el mismo concepto al 31 de diciembre de 2021. Esta variación se explica por: (i) el alta de provisión de abandono de pozos por la adquisición de la participación en Puesto Pozo Cercado Oriental por \$11,1 millones que se determinó usando una tasa de descuento ajustada al crédito de acuerdo con la NIIF 3 - Combinación de negocios; (ii) el alta por la remediación de la provisión por abandono de pozos por \$128,9 millones; (iii) actualización del descuento por abandono de pozos por \$33,5 millones; (iv) un efecto por diferencia de conversión de \$621,7 millones; parcialmente compensados por (v) importes incurridos por utilización por \$14,1 millones; (vi) baja por reestimación por \$2,9 millones; (vii) bajas por activos de exploración y evaluación por \$1,7 millones; y (viii) \$64,7 millones de provisión por abandono de pozos que se reclasificaron al pasivo corriente al 31 de diciembre de 2022.

El saldo por pasivo por abandono de pozos no corriente al 31 de diciembre de 2021 asciende a \$1.166,4 millones y refleja un incremento de \$600,5 millones en comparación con el saldo por el mismo concepto al 31 de diciembre de 2020. Esta variación se explica por: (i) el alta de provisión de abandono de pozos por la adquisición de Chañares Herrados por \$15 millones que se determinó usando una tasa de descuento ajustada al crédito de acuerdo con la NIIF 3 - Combinación de negocios; (ii) el alta por la remediación de la provisión por abandono de pozos del área Chañares Herrados usando una tasa libre de riesgo de acuerdo con la NIC 37 - Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes, por lo que su saldo ascendió a por \$461,9 millones; (iii) un recupero de alta de propiedades, planta y equipos por \$9,1 millones; (iv) el alta de activos de exploración y evaluación por \$21,3 millones; (v) actualización del descuento por abandono de pozos por \$9,6 millones; (vi) un efecto por diferencia de conversión de \$163,2 millones; y (vii) \$61,3 millones de provisión por abandono de pozos que se reclasificaron al pasivo corriente al 31 de diciembre de 2021.

Impuesto a las ganancias a pagar no corriente

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad no registra saldo del impuesto a las ganancias a pagar no corriente.

Al 31 de diciembre 2021, el saldo del impuesto a las ganancias a pagar no corriente es de \$6,7 millones, que corresponde al saldo a pagar del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2019 incluido en un plan de pagos.

Al 31 de diciembre de 2020, el saldo del impuesto a las ganancias a pagar no corriente es de \$14 millones, que corresponde al saldo a pagar del impuesto a las ganancias por el ejercicio 2019 incluido en un plan de pagos.

Pasivo Corriente

Al 31 de diciembre de 2022, el total del pasivo corriente asciende a \$1.960,8 millones, un 148% superior a los \$790,7 millones al 31 de diciembre de 2021. El aumento neto del pasivo corriente por \$1.170 millones es producto de: (i) el aumento deudas comerciales y otros pasivos por \$580,5 millones; (ii) el aumento de las deudas financieras por \$508,9 millones; (iii) el aumento del pasivo por arrendamiento por \$77,7 millones; (iv) el aumento del pasivo por abandono de pozos por \$3,4 millones; y (v) la disminución del impuesto a las ganancias a pagar por \$0,6 millones.

Al 31 de diciembre de 2021, el total del pasivo corriente asciende a \$790,7 millones, un 169% superior a los \$293,8 millones al 31 de diciembre de 2020. El aumento neto del pasivo corriente por \$496,9 millones es producto de la compensación entre: (i) el aumento deudas comerciales y otros pasivos por \$330,6 millones; (ii) el aumento de las deudas financieras por \$111,1 millones; (iii) el aumento del pasivo por abandono de pozos por \$61,3 millones; y (iv) la disminución del pasivo por arrendamiento por \$6,1 millones.

Deudas comerciales y otros pasivos corrientes:

El total de deudas comerciales y otros pasivos corrientes al 31 de diciembre de 2022 fue de \$1.071,8 millones, en comparación a \$491,3 millones al 31 de diciembre de 2021. El aumento se explica principalmente por (i) un aumento en proveedores comunes por \$520,9 millones; (ii) un aumento en regalías a pagar por \$24 millones; (iii) la suba del saldo con la sociedad controlante por \$20,4 millones por honorarios de gerenciamiento en concepto de asistencia administrativa; (iv) un aumento en remuneraciones y cargas sociales por \$12,5 millones; (v) un aumento en retenciones a pagar por \$7,6 millones; (vi) un aumento de \$3,8 millones en el impuesto a los bienes personales responsable sustituto; compensado parcialmente por (vii) una disminución de servidumbres a pagar por \$6 millones; (viii) una disminución en la contraprestación por la adquisición de St. Patrick por \$1,1 millones; y (ix) una disminución de otros pasivos diversos por \$1,9 millones.

El total de deudas comerciales y otros pasivos corrientes al 31 de diciembre de 2021 fue de \$491,3 millones, en comparación a \$160,7 millones al 31 de diciembre de 2020. El aumento se explica principalmente por: (i) un aumento en proveedores comunes por \$259,5 millones causado principalmente por la incorporación de Chañares Herrados; (ii) la suba del saldo con la sociedad controlante por \$24,8 millones por honorarios de gerenciamiento en concepto de asistencia administrativa; (iii) un aumento en regalías a pagar por \$20,3 millones; (iv) un aumento en servidumbre a pagar por \$9,9 millones; (v) un aumento en la contraprestación por la adquisición de St. Patrick por \$8,3 millones; (vi) un aumento en remuneraciones y cargas sociales por \$6,1 millones; (vii) un aumento de \$1,8 millones de retenciones a pagar; (viii) un aumento de \$0,9 millones de retenciones de impuesto a las ganancias; (ix) un aumento de \$0,5 millones en otras deudas consorcistas; (x) un aumento de \$0,5 millones en otros pasivos parcialmente compensado por (xi) una disminución de \$0,9 millones en el impuesto a los bienes personales responsable sustituto y (xii) una disminución de \$1 millón en remediaciones ambientales.

Impuesto a las ganancias a pagar:

El total del impuesto a las ganancias a pagar al 31 de diciembre de 2022 es de \$6,7 millones, en comparación a \$7,3 millones y \$7,3 millones al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente.

Pasivo por arrendamiento corriente:

Al 31 de diciembre de 2022, se clasificaron \$85,6 millones como pasivos por arrendamiento corriente. La variación responde principalmente a las altas de arrendamientos por la renovación del alquiler de oficina y la renovación de alquiler de equipos y transporte de camiones en la UT RCLV.

Al 31 de diciembre de 2021, se clasificaron \$7,9 millones como pasivos por arrendamiento corriente, en comparación a \$13,9 millones al 31 de diciembre de 2020. La variación responde principalmente a la baja de la porción corriente de un arrendamiento de equipo en la UT RCLV parcialmente compensado por altas del ejercicio.

Al 31 de diciembre de 2020, se clasificaron \$13,9 millones como pasivos por arrendamiento corriente



Pasivo por abandono de pozos corriente:

Al 31 de diciembre de 2022, se clasificaron \$64,7 millones como pasivo por abandono de pozos en el pasivo corriente, correspondiente al pasivo por abandono de pozos del área Cerro de los Leones (“CLL”).

Al 31 de diciembre de 2021, se clasificaron \$61,3 millones como pasivo por abandono de pozos en el pasivo corriente, de los cuales \$54 millones corresponden al pasivo por abandono de pozos del área Cerro de los Leones (“CLL”) y \$7,3 millones corresponden al pasivo por abandono de pozos del área “Río Cullen Las Violetas La Angostura (UTE RCLV)”.

Al 31 de diciembre de 2020, no se clasificaron en el pasivo corriente pasivo por abandono de pozos.

Deudas financieras corrientes:

Al 31 de diciembre de 2022, las deudas financieras de la Emisora ascienden a \$731,8 millones y se componen de: (i) \$704,1 millones de préstamos bancarios; (ii) \$26,4 millones de intereses de préstamos bancarios; (iii) \$14,5 millones de intereses de obligaciones negociables; compensados parcialmente por (iii) \$13,2 millones de costos de emisión activados.

Al 31 de diciembre de 2021, las deudas financieras de la Emisora ascienden a \$222,9 millones y se componen de: (i) \$201,4 millones de obligaciones negociables a pagar; (ii) \$26,3 millones de intereses de obligaciones negociables a pagar; compensados parcialmente por (iii) \$4,8 millones de costos de emisión activados.

Al 31 de diciembre de 2020, las deudas financieras de la Emisora ascendían a \$111,8 millones y correspondían a préstamos bancarios.

Patrimonio Neto

En el siguiente cuadro se muestra la composición del patrimonio neto de la Emisora al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, según surgen de los estados financieros de la Emisora bajo normas NIIF.

(Valores expresados en pesos argentinos)

	Atribuible a los accionistas de la Sociedad							Total
	Aportes de los accionistas		Resultados acumulados					
	Capital Social		Ganancias reservadas			Otro resultado integral	Resultados no asignados	
	Capital Suscripto	Prima de fusión	Reserva legal	Reserva facultativa	Reserva especial (1)			
Detalle de saldos y cambios	Capital Suscripto	Prima de fusión	Reserva legal	Reserva facultativa	Reserva especial (1)	Otro resultado integral	Resultados no asignados	Total
Saldos al 31 de diciembre de 2020	359.579.644	22.807.753	-	-	222.162.648	1.248.458.441	(72.463.366)	1.780.545.120
Disposición de la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria celebrada el 29 de abril de 2021:								
- Desafectación parcial de la Reserva Especial para absorber los resultados no Resultado del período	-	-	-	-	(72.463.366)	-	72.463.366	-
Otros resultados integrales – Efecto de conversión monetaria	-	-	-	-	-	354.857.602	149.227.078	504.084.680
Saldos al 31 de diciembre de 2021	359.579.644	22.807.753	-	-	149.699.282	1.603.316.043	1.078.472.189	3.213.874.911
Disposición de la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria celebrada el 18 de abril de 2022:								
- Constitución de Reserva legal y Reserva facultativa	-	-	53.923.609	1.024.548.580	-	-	(1.078.472.189)	-
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	-	-	(701.227.009)	(701.227.009)
Otros resultados integrales – Efecto de conversión monetaria (2)	-	-	55.852.263	1.061.220.232	293.124.691	1.422.487.879	(796.320.968)	2.036.364.037
Saldos al 31 de diciembre de 2022	359.579.644	22.807.753	109.775.872	2.085.768.812	442.823.973	3.025.803.922	(1.497.547.977)	4.549.011.999

(1) Corresponde a la Resolución General 609/12 de la CNV (Ver Nota 2.10.3).

(2) Según aplicación de Resolución General 941/2022 (Ver evolución de las diferencias de conversión originadas en las cuentas de capital social en Nota 21 de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2022).

La información al 31 de diciembre de 2022 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicado en AIF bajo el ID 3016417.

Factores significativos:

Regulatorios: el 18 de mayo el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto 488/2020 estableciendo un precio sostén en el mercado doméstico, que fijó en \$45 dólares por Barril Criollo para el tipo de crudo 34°API Medanito estableciendo la línea comparativa de precios con otros crudos de diferentes grados, calidades, o condiciones tales como puerto de exportación y mercado local. La medida no es retroactiva y está sujeta a revisiones trimestrales siempre y cuando el Brent no exceda los \$45 dólares por 10 (diez) días seguidos. El decreto también eliminaba los

impuestos de exportación para el petróleo, siempre y cuando se cumpla la condición de precio y tiempo detallada, también insta a las refinerías a comprar el stock de los productores domésticos. Las compañías que vendan bajo el decreto están sujetas a restricciones de tipo de cambio fijadas por el mercado. El Decreto 488/2020 dejó de regir el 28 de agosto de 2020 por cumplirse lo establecido en el artículo 7 del Decreto 488/2020, al verificarse durante 10 días corridos un precio de cotización para el Brent en el mercado de futuros superior a los \$45 dólares por barril. Junto con la derogación del decreto, se restableció el impuesto a la exportación sobre las ventas de petróleo crudo. La tasa del impuesto a la exportación se determina mediante una fórmula basada en el precio del petróleo Brent, que va desde el 0% cuando el precio del petróleo Brent es igual o inferior a \$ 45 dólares por barril hasta un máximo del 8% cuando el precio del petróleo Brent es igual o inferior a más de \$ 60 dólares por barril.

Respecto de la producción de petróleo, puede (1) almacenarse y luego enviarse para su venta al mercado nacional y/o intermediarios internacionales para la exportación o (2) transportarse en camiones y venderse a Chile. La venta de petróleo crudo transportado por barco desde Tierra Del Fuego puede verse afectada por envíos intermitentes debido a los niveles de almacenamiento y las condiciones climáticas y/o por restricciones de entrega que surjan como resultado de las actividades de reparación y mantenimiento en la terminal de envío. Los volúmenes de ventas de petróleo y LGN pueden incluir tanto los volúmenes previamente inventariados como la producción del período corriente o actual.

Precios de commodities: durante el primer trimestre de 2020, los precios de referencia del petróleo crudo disminuyeron sustancialmente debido a: (i) una caída en la demanda mundial de crudo provocada por el impacto del virus COVID-19 en la economía mundial y (ii) las dificultades que atravesaron las negociaciones entre los socios de la OPEP y no OPEP con respecto a los recortes de producción propuestos. El petróleo de las concesiones de Tierra Del Fuego se vende a Brent descontado. La combinación de factores mencionados afectó los ingresos por ventas de la Emisora que recibió en promedio US\$36.79 por barril durante el ejercicio 2020.

Durante el ejercicio 2021, el precio promedio de la Emisora por el petróleo vendido en Tierra del Fuego fue de USD 64,89 por barril debido a la mejora del precio del Brent como consecuencia de la avanzada campaña de vacunación en el mundo que propició la reactivación económica, mientras que el precio promedio por venta de petróleo al mercado interno de la concesión Chañares Herrados fue de USD 50,88 por barril.

Durante el ejercicio 2022, el precio promedio de la Emisora por el petróleo vendido en Tierra del Fuego fue de USD 86,75 por barril debido a la suba del precio del Brent internacional, mientras que el precio promedio por venta de petróleo al mercado interno de la concesión Chañares Herrados fue de USD 60,42 por barril y de la concesión Puesto Pozo Cercado Oriental fue de USD 64,90 por barril.

En cuanto al gas, la Emisora vende su producción a ambos consumidores, residenciales e industriales. Durante el ejercicio 2022 la sociedad recibió un promedio de \$4,48 dólares por mcf por su venta de gas, vendido en su mayoría al mercado industrial.

Desvalorización de propiedades, planta y equipos

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad identificó indicadores de deterioro en relación con su UGE TDF al 31 de diciembre de 2022, por la disminución de las reservas probadas más probables debido a revisiones técnicas y estimaciones de costos operativos más elevados, y realizó una prueba de desvalorización. El importe recuperable estimado para la UGE TDF se basó en los flujos de caja descontados a una tasa del 15,7% después de impuestos que se espera obtener de las reservas probadas más probables de la UGE TDF del informe de reservas preparado externamente al 31 de diciembre de 2022, considerando una extensión de 10 años del plazo actual de la concesión, que expira en agosto de 2026.

A 31 de diciembre de 2022, se determinó que el importe recuperable estimado de la UGE TDF era inferior al importe en libros, lo que dio lugar a una previsión por desvalorización de \$361,9 millones.



Al 31 de diciembre de 2022, La Sociedad identificó indicadores de deterioro en relación con su UGE de Mendoza al 31 de diciembre de 2022, por el aumento de las estimaciones de los costos operativos, y realizó una prueba de desvalorización. La Gerencia estimó el importe recuperable de la UGE Mendoza basándose en el mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y su valor de uso. El importe recuperable estimado para la UGE Mendoza se basó en los flujos de caja descontados a una tasa del 15,7% después de impuestos que se espera obtener de las reservas probadas más probables de la UGE Mendoza del informe de reservas preparado externamente al 31 de diciembre de 2022.

Al 31 de diciembre de 2022, se determinó que el importe recuperable estimado de la UGE Mendoza era superior al importe en libros, por lo que no se reconoció ninguna desvalorización en 2022.

Al 31 de diciembre de 2021, a pesar de que los precios estimados utilizados en el informe de reservas preparado externamente al 31 de diciembre de 2021 aumentaron (indicador de reversión de la desvalorización) en comparación con los precios estimados al 31 de diciembre de 2020, el efecto de este aumento fue compensado por una reducción en las reservas probadas más probables de la UGE TDF (indicador de desvalorización) del informe preparado externamente al 31 de diciembre de 2020. En consecuencia, basado en los efectos combinados de estos hechos, no se requirió el reconocimiento de una desvalorización o reversión de la desvalorización.

Al 31 de diciembre de 2020, la Emisora identificó indicios de deterioro de valor en relación con su UGE correspondiente a la UT Río Cullen - Las Violetas - La Angostura - Tierra del Fuego, (la "UGE TDF") y realizó una comprobación de su valor recuperable que resultó menor que el valor en libros por un total de \$443,5 millones por lo que registró dicha desvalorización en los rubros de propiedades plantas y equipo. El deterioro puede revertirse en períodos futuros si existen indicadores de reversión, como una mejora en las previsiones de precios del petróleo y gas natural.

Devaluación: La Emisora está expuesta al riesgo de fluctuación del tipo de cambio por las transacciones en moneda distinta a la moneda funcional. Dado que la moneda funcional es el dólar estadounidense, el objetivo de la Sociedad es reducir el riesgo asociado a las fluctuaciones cambiarias de otras monedas (básicamente, el peso argentino) respecto del dólar estadounidense.

La exposición al peso argentino expresada en dólares fue de USD (3,7) millones pasivo, USD 1,8 millones activo; y USD 0,9 millones activo; al 31 de diciembre de 2022, al 31 de diciembre de 2021 y al 31 de diciembre de 2020, respectivamente.

	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2020
Posición neta Activa (Pasiva) en pesos argentinos	(658.148.060)	185.134.200	79.830.995
Tipo de cambio de cierre del ejercicio	176,96	102,52	84,15
Efecto de la sensibilidad (devaluación del peso)	(65.814.806)	18.513.420	8.037.606
Sensibilidad aplicada	10%	10%	10%
Posición neta Activa (Pasiva) en pesos argentinos expresada en dólares	(3.719.191)	1.805.835	949.264

Para el armado del cuadro precedente se consideró la posición neta entre activos y pasivos en pesos argentinos al 31 de diciembre de 2022, 31 de diciembre de 2021 y al 31 de diciembre de 2020.

La información al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/2020 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

Para el armado del detalle y composición abajo expuestos, la Sociedad se basó en cálculos e información interna, por lo cual las cifras e importes no pueden ser comparados o cotejados con los Estados Financieros al 31 de diciembre

de 2022, 31 de diciembre de 2021 y los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2020, según corresponda.

Composición de la posición neta Activa (Pasiva) en pesos argentinos expresada en dólares:

Detalle de activos y pasivos en pesos expresados en USD	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2020
Efectivo y equivalente de efectivo	337.054	3.199.425	394.564
Cuentas por cobrar comerciales	136.224	86.607	207.689
Otros créditos	3.888.118	3.212.079	2.933.008
Efectivo restringido	252.200	299.560,00	-
Otros créditos no corrientes	1.055	499	1.206
Deudas comerciales y otras deudas corrientes	(4.172.392)	(2.923.047)	(1.153.793)
Deudas financieras corrientes	(4.123.737)	(835.616)	(1.346.743)
Impuesto a las ganancias a pagar	(37.713)	(70.955)	(86.667)
Deudas financieras no corrientes	-	(1.097.675)	-
Impuesto a las ganancias a pagar no corriente	-	(65.042)	-
Posición neta Activa (Pasiva)	(3.719.191)	1.805.835	949.264

La Sociedad no poseía al 31 de diciembre de 2022, 31 de diciembre de 2021 y al 31 de diciembre de 2020, instrumentos financieros derivados contra las fluctuaciones del tipo de cambio.

Liquidez y Recursos de Capital

Liquidez

El enfoque de la Sociedad para administrar el riesgo de liquidez es asegurar que tendrá suficiente liquidez para cumplir con sus pasivos a su vencimiento. La Gerencia de la Sociedad supervisa las proyecciones actualizadas sobre los requisitos de liquidez para asegurarse que haya suficiente efectivo e instrumentos financieros líquidos para alcanzar las necesidades operacionales y financieras de la Sociedad.

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad presenta un capital de trabajo negativo de \$225 millones. Al 31 de diciembre de 2022, los activos financieros ascienden a \$761,8 millones compuestos de efectivo y equivalentes de efectivo, efectivo restringido y cuentas comerciales por cobrar y los pasivos financieros ascienden a \$4.332,3 millones de pasivos financieros compuestos por ciertas cuentas comerciales y otros pasivos, deudas financieras y obligaciones negociables. La Sociedad tiene prevista la emisión de obligaciones negociables con vencimiento posterior al año a efectos de recomponer el capital de trabajo negativo.

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad presenta un capital de trabajo de \$ 260,1 millones. Al 31 de diciembre de 2021, los activos financieros ascienden a \$ 668,2 millones compuestos de efectivo y equivalentes de efectivo, efectivo restringido y cuentas comerciales por cobrar y los pasivos financieros ascienden a \$ 888,8 millones compuestos por ciertas cuentas comerciales y otros pasivos, deudas financieras y obligaciones negociables.

Ver adicionalmente Nota 28, "Activos y pasivos en moneda distinta al peso argentino" y Nota 31 "Apertura de Créditos y Deudas según su vencimiento /Apertura de créditos y deuda por moneda)" de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2022.

- *Préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:*

Al 31 de diciembre de 2022, la Emisora mantenía préstamos bancarios según el siguiente detalle:

Fecha	Entidad	Tipo financiación	Capital	Moneda	TNA	Vencimiento
-------	---------	-------------------	---------	--------	-----	-------------

07/06/2022	Banco de la Nación Argentina	Capital de trabajo	55.000.000	ARS	Variable ⁽³⁾	02/06/2023
15/12/2022	Banco de la Nación Argentina	Capital de trabajo	55.000.000	ARS	Variable ⁽⁴⁾	13/10/2023
07/09/2022	Banco Hipotecario S.A.	Acuerdo descubierto ⁽¹⁾ ⁽²⁾	660.000.000	ARS	80%	11/01/2023

(1) En garantía de cumplimiento de las obligaciones asumidas bajo el acuerdo de descubierto se constituyen como fiadores Pablo Peralta y Roberto Domínguez por USD 4 millones.

(2) Al 31/12/2022, el saldo por el descubierto con Banco Hipotecario S.A. asciende \$594.159.177.

(3) Devenga una tasa de interés variable, calculada y pagadera trimestralmente junto con el capital sobre la base de BADLAR más un 6% anual. El capital se amortiza en dos cuotas de \$27,5 millones cada una, con vencimiento 6 de marzo de 2023 y 2 de junio de 2023.

(4) Devenga una tasa de interés variable, calculada y pagadera trimestralmente junto con el capital sobre la base de BADLAR más un 6% anual. El capital se amortiza en cuatro cuotas de \$13,5 millones cada una, con vencimiento el 16 de enero de 2023, el 17 de abril de 2023, el 17 de julio de 2023 y el 13 de octubre de 2023.

Fuente: Nota 26 – Deudas Financieras- de los Estados Financieros al 31/12/2022 identificados bajo el ID 3016417.

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad no tenía préstamos bancarios.

Al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad tenía préstamos bancarios en pesos por \$111,8 millones clasificados en el pasivo corriente con vencimiento menor a 1 año, de los cuales \$36 millones devengaban intereses a una tasa anual del 38,25%, \$25,1 millones devengaban intereses a una tasa anual del 24% y \$50,7 millones devengaban intereses a una tasa anual del 35%.

- *Obligaciones negociables al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:*

Se detallan a continuación las obligaciones negociables al 31 de diciembre de 2022:

Tipo de deuda	Moneda	Capital	Tasa de Interés	Vencimiento
Obligaciones Negociables - Clase III	USD	\$ 14,6 millones	4%	7 cuotas trimestrales a partir del 10 de febrero de 2024

Fuente: Nota 26 – Deudas Financieras- de los Estados Financieros al 31/12/2022 identificados bajo el ID 3016417.

Se detallan a continuación las obligaciones negociables al 31 de diciembre de 2021:

Tipo de deuda	Moneda	Capital	Tasa de Interés	Vencimiento
Obligaciones Negociables - Clase I	USD	\$ 3,4 millones	8%	8 cuotas trimestrales a partir del 1 de julio de 2022
Obligaciones Negociables - Clase II	ARS	\$ 190 millones	BADLAR Privados + 6,75%	8 cuotas trimestrales a partir del 1 de julio de 2022

Fuente: Nota 26 – Deudas Financieras- de los Estados Financieros al 31/12/2021 identificados bajo el ID 2864778.

Al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad no tenía obligaciones negociables.

- *Detalle de los pasivos financieros de la Emisora agrupados según fechas de vencimiento, considerando el período restante de la fecha del estado de situación financiera hasta su fecha de vencimiento contractual.*

Las cantidades que se muestran en la tabla son los flujos de efectivo contractuales sin descontar para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020.

Los pasivos financieros de la Emisora incluyen: deudas comerciales y otros pasivos, y deudas financieras que incluyen los préstamos bancarios y obligaciones negociables.

Los importes incluidos en los siguientes cuadros para las líneas de deudas comerciales y otros pasivos no incluyen las deudas fiscales.

(Valores expresados en pesos argentinos)

Al 31/12/2020	Menos de 1 año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 5 años	Total
Deudas comerciales y otros pasivos	118.670.046	-	-	118.670.046
Préstamos	111.814.268	-	-	111.814.268
Total	230.484.314	-	-	230.484.314

Al 31/12/2021	Menos de 1 año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 5 años	Total
Deudas comerciales y otros pasivos	411.763.672	-	-	411.763.672
Obligaciones Negociables	222.898.931	262.526.535	67.130.852	552.556.318
Total	634.662.603	-	-	964.319.990

Al 31/12/2022	Menos de 1 año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 5 años	Total
Deudas comerciales y otros pasivos	952.369.312	-	73.021.809	1.025.391.121
Préstamos	730.561.250	-	-	730.561.250
Obligaciones Negociables	1.281.535,00	1.103.348.112	1.471.699.271	2.576.328.918
Total	1.684.212.097	1.103.348.112	1.544.721.080	4.332.281.289

La información al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/2020 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

Las cifras de los cuadros abajo incluidos fueron elaboradas por la Sociedad en base la información incluida en la Nota de "Deudas comerciales y otros pasivos" de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2022, al 31 de diciembre de 2021 y al 31 de diciembre de 2020, según corresponda.

Detalle deudas comerciales y otros pasivos	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2020
Proveedores comunes	856.663.743	335.716.246	76.244.257
Sociedad controlante	87.358.096	66.899.013	42.088.828
Contraprestación adquisición ST. Patrick	7.211.829	8.346.924	-
Otras deudas consorcistas	1.135.644	801.489	336.961
Deudas comerciales y otros pasivos	952.369.312	411.763.672	118.670.046
Contraprestación adquisición PPCO	73.021.809	-	-
Deudas comerciales y otros pasivos no cte	73.021.809	-	-

Recursos de Capital

El objetivo de la Sociedad ha sido mantener su base de capital a fin de sustentar el desarrollo futuro del negocio.

La Sociedad considera que su estructura de capital incluye el patrimonio, el capital de trabajo y las deudas financieras. La Sociedad gestiona su estructura de capital y efectúa ajustes, en la medida de su capacidad, a la luz de los cambios producidos en las condiciones económicas y las características de los activos subyacentes de petróleo y gas natural en términos de riesgo. A fin de mantener o ajustar la estructura de capital, la Sociedad puede entre otras acciones,

ajustar su gasto de capital para gestionar los niveles de deuda, vigentes y proyectados, ceder una parte de sus activos exploratorios, emitir deuda bajo la forma de obligaciones negociables y otros valores representativos de deuda con o sin oferta pública, obtener nuevas líneas de crédito además de otras acciones de emisión de capital que podría realizar su sociedad controlante.

La Sociedad revisa periódicamente su estructura de capital en relación con sus presupuestos de exploración y desarrollo y busca mantener un nivel de generación de fondos de sus actividades operativas que le permitan atender su plan de inversiones y cumplir con sus compromisos exploratorios.

Los compromisos significativos de inversión de capital de la Emisora al 31 de diciembre de 2022 se detallan a continuación:

UT Río Cullen – Las Violetas – La Angostura

Al 31 de diciembre de 2022 los compromisos de inversión en las áreas Las Violetas y Angostura se encuentran perfeccionados, quedando pendiente la inversión en el área Río Cullen por un total de USD 625.149 (al 34,73%), cuyo plazo para ser realizada es hasta el fin de la concesión.

Cerro de los Leones

Con fecha 17 de febrero de 2021, el Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía de la Provincia de Mendoza emitió la Resolución N°06/2021, por la cual otorgó a la Sociedad el pase al tercer período exploratorio reteniendo el cien por ciento (100%) de la superficie del área fijando como fecha finalización del mismo el 23 de febrero de 2020; y suspender el plazo del tercer periodo exploratorio por el término de doce meses calendario, fijando como fecha de finalización el 22 de febrero de 2022.

Durante el primer trimestre del 2022 la Sociedad perforó el pozo VS.xp-3(d) que se encuentra bajo estudio. La Sociedad ha solicitado a la Provincia de Mendoza el lote de evaluación hasta el 22 de octubre de 2023.

UT Chañares – PPCO

Chañares Herrados: El compromiso de inversión asciende a USD 85,7 millones (USD 42,85 millones al porcentaje de participación de la Sociedad) durante los primeros 10 años de la concesión de acuerdo con el plan de explotación ofertado y aprobado por la Autoridad de Aplicación. Los concesionarios constituyeron una garantía de fiel cumplimiento por un monto equivalente del 10% del total de la inversión comprometida que deberá mantenerse activa hasta completar la inversión.

PPCO: El compromiso de inversión asciende a USD 26,8 millones (USD 13,4 millones al porcentaje de participación de la Sociedad). Los concesionarios constituyeron una garantía de fiel cumplimiento por un monto equivalente del 10% del total de la inversión comprometida que deberá mantenerse activa hasta completar la inversión.

La Emisora busca mantener un adecuado nivel de endeudamiento sobre el total del patrimonio considerando la industria y los mercados en los que opera. El índice anual de deuda / patrimonio total (donde “deuda” comprende todos los préstamos financieros y “patrimonio” es la suma de los préstamos financieros y el patrimonio) es 41,40% al 31 de diciembre de 2022, 6,48% al 31 de diciembre de 2021, 3,78% al 31 de diciembre de 2020. La Emisora monitorea su capital sobre la base de la ratio de apalancamiento. Esta ratio se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalente de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio atribuible a los propietarios tal y como se muestra en estado de situación financiera, más la deuda neta.

Las ratios de apalancamiento al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 fueron los siguientes:



Detalle	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2020
Préstamos	730.561.250	-	111.814.268
Obligaciones negociables	2.576.328.918	552.556.318	-
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	(93.358.940)	(329.685.062)	(41.814.054)
Deuda Neta	3.213.531.228	222.871.256	70.000.214
Capital Total	7.762.543.227	3.436.746.167	1.850.545.334
Ratio de apalancamiento	41,40%	6,48%	3,78%

La información al 31 de diciembre de 2022 y al 31 de diciembre de 2021 surge de los Estados Financieros al 31/12/2022 publicados en AIF bajo el ID 3016417.

La información al 31 de diciembre de 2020 surge de los Estados Financieros al 31/12/2020 publicados en AIF bajo el ID 2729201.

Solvencia y equilibrio financiero

La Sociedad prevé mantener una estructura de capital conservadora y una política prudente de gestión financiera, en concordancia con la industria y el contexto en el que opera.

La Sociedad entiende que los niveles de endeudamiento y liquidez bien administrados son esenciales para proveer la suficiente flexibilidad para obtener financiamiento de diversas fuentes e implementar proyectos de inversiones en bienes de capital en forma consistente en tiempo y forma. Asimismo, la Sociedad revisa periódicamente su estructura de capital en relación con sus presupuestos de exploración y desarrollo y busca mantener un nivel de generación de fondos de sus actividades operativas que le permitan atender su plan de inversiones y cumplir con sus compromisos exploratorios. La Sociedad tiene como propuesta desarrollar el crecimiento a un ritmo que le permita mantener una sana posición financiera.

Los excedentes de efectivo se mantienen en pesos, depositados en cuentas bancarias o fondos comunes de inversión con el propósito de mantener liquidez.

A la fecha del presente prospecto, la Sociedad no participa en contratos de cobertura de tipo de cambio, derivados financieros o contrato de gestión de riesgos o de precios de materias primas como contratos forward o seguros de cambio, opciones o contratos de futuros.

Información sobre tendencias

El 100% de los ingresos de gas natural de la Sociedad obtenidos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, provino de ventas al mercado industrial. El precio de venta de gas natural al mercado industrial es negociado entre el operador de la UT RCLV (de la cual la Sociedad es miembro) y el cliente. El precio de ventas de gas natural al mercado residencial es fijado por el gobierno argentino. Los ingresos por ventas de petróleo obtenidos durante el ejercicio 2022 fueron 49% al mercado local a seis clientes y el 51% por exportaciones a cuatro clientes.

Todos los ingresos por ventas de gas natural obtenidos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron ventas locales de las cuales el 58% fue a tres clientes principales, y el restante 42% repartido entre diversos clientes.

Los ingresos por ventas de petróleo obtenidos durante el ejercicio 2021 fueron 31% al mercado local a dos clientes y el 69% por exportaciones a dos clientes. Todos los ingresos por ventas de gas natural obtenidos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fueron ventas locales, de las cuales el 43% fue a tres clientes principales.

El 100 % de los ingresos de gas natural de la Sociedad obtenidos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, provino de ventas al mercado industrial. Todos los ingresos por ventas de petróleo obtenidos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fueron por exportaciones, de las cuales el 92 % corresponde a dos clientes. Todos los ingresos por ventas de gas natural obtenidos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fueron ventas locales, de las cuales el 50% fue a tres clientes principales.

Información de las principales variables de la Emisora detalle por producto:

Los siguientes cuadros, incluyen información sobre producción, promedios, precios, ratios, índices y otra información operativa basada en cálculos e información interna de la Sociedad para los años 2018 a 2022 inclusive. En consecuencia, la información de dichos cuadros no puede ser comparada/cotejada con los Estados Contables o Financieros de la Sociedad."

El siguiente cuadro muestra en detalle la producción total anual y promedio diario de barriles de petróleo, NGL y Gas (mcf -millones de pies cúbicos) de los últimos 5 años:

Producción	2018	2019	2020	2021	2022
Total Petróleo (barriles)	520.240	638.330	191.006	396.940	411.961
Total LPG (barriles)	5.691	3.692	973	3.710	4.368
Total Gas (mcf)	3.083.719	2.628.876	1.729.616	1.483.946	1.247.529
Total Boes	1.039.884	1.080.168	480.248	647.974	624.250
Petróleo (barriles /día)	1.425	1.749	522	1.088	1.129
LPG (barriles /día)	16	10	3	10	12
Gas (mcf /día)	8.449	7.202	4.726	4.066	3.418
Total Boes/día	2.849	2.959	1.313	1.776	1.711

El siguiente cuadro muestra en detalle el volumen de ventas total anual y promedio diario de barriles de petróleo, NGL y Gas (mcf) de los 5 últimos años:

Total Volumen Vendido	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Petróleo (barriles)	73.641	576.251	573.046	224.269	397.957	381.395
LPG (barriles)	7.927	5.681	3.560	793	3.476	4.223
Natural gas (Mcf)	2.200.111	3.083.719	2.628.876	1.729.616	1.483.946	1.247.529
Total Boes	448.253	1.095.885	1.014.753	513.331	648.758	593.540

Volumen Promedio Vendido	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Petróleo barriles/día	202	1.579	1.570	613	1.090	1.045
LPG barriles/día	22	16	10	2	10	12
Gas mcf /día	6.028	8.449	7.202	4.726	4.066	3.418
Total Boes/día	1.228	3.002	2.780	1.403	1.777	1.627

El siguiente cuadro muestra el detalle el precio promedio de venta por BOE para los últimos 5 años expresado en dólares estadounidenses:

Precio promedio (expresado en US\$)	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Petróleo (US\$/Barril)	47,73	60,42	55,35	36,79	59,74	71,33
Gas (US\$/Mcf)	4,24	4,46	3,58	2,07	3,09	4,48
LPG (US\$/Bbl)	17,36	16,23	17,19	16,85	39,60	35,10
Total ingresos por Boe	28,97	44,41	40,60	23,06	43,92	55,49

El siguiente cuadro muestra el detalle de ventas de petróleo, gas y LPG, y exportaciones de petróleo para los últimos 5 años expresadas en dólares estadounidenses:

Total Ingresos por Ventas (usd)	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Petróleo	3.515.123	34.817.624	31.720.649	8.250.362	23.773.080	27.205.787
LPG	137.573	92.184	61.208	13.356	137.658	148.223
Gas	9.334.125	13.757.434	9.416.179	3.575.653	4.582.598	5.584.172
Total	12.986.821	48.667.242	41.198.036	11.839.371	28.493.336	32.938.182
Exportaciones Petróleo	-	34.817.624	31.720.649	8.250.362	16.324.405	13.837.688
% Exportaciones sobre total de ventas	-	72%	77%	70%	57%	42%

VIII – INFORMACIÓN ADICIONAL

Instrumento Constitutivo y Estatutos

Inscripción

La Sociedad fue inscrita en la IGJ el 15 de noviembre de 2005 bajo el N° 14240, Libro 29 de sociedades por acciones.

Objeto Social

El objeto social de la Compañía está previsto en el artículo tercero de los estatutos. En función de lo determinado por este artículo, el objeto de la compañía puede resumirse en: (1) Servicios: a) explotación, exploración complementaria y desarrollo de hidrocarburos, b) operación de áreas de exploración y explotación de hidrocarburos, trabajos de dirección y administración de tareas de explotación, exploración complementaria y desarrollo de hidrocarburos líquidos y gaseosos, c) transporte, transformación, destilación y aprovechamiento industrial de hidrocarburos y comercialización de hidrocarburos, d) elaboración, fraccionamiento, mezcla y envasado, en todas sus formas de hidrocarburos sólidos, líquidos gaseosos y sus derivados y productos petroquímicos en cualquiera de sus formas; (2) Financieras: realizar, por cuenta propia o de terceros o asociada a terceros, todo tipo de actividades financieras y de inversión, excluyendo aquellas actividades comprendidas en Ley de Entidades Financieras y aquellas para las que se requiere el concurso público; (3) Comerciales: en los casos en que resulte necesario y/o conveniente para el ejercicio de la actividad principal comprendida en su objeto social, la Sociedad podrá importar y exportar mercaderías bienes y servicios, comprar, vender, locar, permutar y transformar bienes muebles e inmuebles.

Directores

El Estatuto de la Sociedad no prevé ninguna disposición especial con respecto a las facultades de voto de los Directores ante un interés personal, votar compensaciones para ellos mismos ante ausencia de quórum independiente, facultades de tomar préstamos y edad límite para el retiro de los Directores.

Transferencia de acciones. Derechos

La totalidad de las acciones de la Emisora son ordinarias, nominativas, no endosables, y con derecho a un voto cada una. Las ganancias realizadas y líquidas se destinarán: (i) el 5% hasta alcanzar el 20% del capital social, al fondo de reserva legal, (ii) a remuneraciones de los directores y síndicos, y (iii) el saldo tendrá el destino que decida la asamblea. En caso de liquidación de la Sociedad, luego de cancelado el pasivo y reembolsado el capital, el remanente se distribuirá entre los accionistas en proporción a sus respectivas tenencias.

Convocatoria a Asambleas de Accionistas

Las asambleas pueden ser citadas simultáneamente en primera o segunda convocatoria, en la forma establecida en el artículo 237 de la Ley General de Sociedades sin perjuicio de lo allí dispuesto para el caso de asamblea unánime, en cuyo caso se celebrará en segunda convocatoria el mismo día una hora después de fracasada la primera. En caso de convocatoria sucesiva se estará a lo dispuesto en el artículo 237 de la Ley General de Sociedades. El quórum y el régimen de mayorías se rigen por los artículos 243 y 244 de la Ley General de Sociedades, según las clases de asambleas, convocatorias y materias de que se traten, excepto en cuanto al quórum para la asamblea extraordinaria en segunda convocatoria, la que se celebrará cualquiera sea el número de acciones presentes con derecho a voto. Sujeto al cumplimiento, mutatis mutandis, de las formalidades previstas en los apartados "(i)" a "(viii)" del artículo sexto del estatuto social de la Sociedad aprobadas por la Asamblea General Extraordinaria de fecha 30 de marzo de 2020, el directorio y las asambleas podrán sesionar, aun encontrándose sus miembros en diferentes lugares geográficos, mediante la utilización de medios que les permitan a los participantes comunicarse simultáneamente entre ellos.



Con fecha 24 de agosto de 2022, la CNV emitió la Resolución General N° 939/2022 mediante la cual reglamenta la celebración de asambleas a distancia con relación a las sociedades comprendidas en el régimen de oferta pública y, asimismo, la hace extensiva a otros vehículos financieros, como obligaciones negociables, fideicomisos y fondos comunes de inversión. Asimismo, dicha resolución aclara que la entrada en vigencia opera a partir del 1° de enero de 2023.

Cambios en el Capital

El capital social podrá aumentarse al quintuplo por asamblea ordinaria conforme al artículo 188 de la Ley General de Sociedades. La asamblea de accionistas que resuelva el aumento de capital social determinará las características de las acciones a emitirse, pudiendo delegar en el directorio la época de la emisión, forma y condiciones de pago. En caso de mora en la integración de las acciones, el directorio podrá elegir cualquiera de los procedimientos del artículo 192 de la Ley General de Sociedades.

Contratos Importantes

No existen contratos importantes distintos a los originados en el curso ordinario de los negocios de la Compañía.

Controles de Cambio

El 1ro de septiembre de 2019 se publicó el Decreto N° 609, que estableció que el contravalor de la exportación de bienes y servicios debía ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios en las condiciones y plazos que establezca el BCRA oportunamente.

En ese marco, el mismo 1ro de septiembre de 2019, el BCRA emitió la Comunicación "A" 6770 con el objetivo de regular desde esta fecha los ingresos y los egresos en el mercado de cambios a efectos de mantener la estabilidad cambiaria y proteger las reservas internacionales ante el alto grado de incertidumbre y volatilidad del tipo de cambio. Con posterioridad, el BCRA emitió ciertas comunicaciones modificando la Comunicación "A" 6770, profundizando los controles de cambios y las restricciones al ingreso y egreso de divisas. Con fecha 5 de diciembre de 2019, el BCRA emitió la Comunicación "A" 6844, condensando en un único cuerpo las normas sobre exterior y cambios. Dicho cuerpo normativo fue actualizado con fecha 27 de abril de 2021, a través de la Comunicación "A" 7272, posteriormente con fecha 16 de diciembre de 2021, por medio de la Comunicación "A" 7422, y finalmente con fecha 12 de abril de 2022 mediante la Comunicación "A" 7490 (junto con sus modificatorias, el "T.O. sobre Exterior y Cambios").

A continuación se presenta un resumen de las principales restricciones para el acceso al mercado cambiario en Argentina para la transferencia de divisas al exterior, sobre la base del texto ordenado de la Comunicación "A" 7490 (con sus modificaciones y complementarias). Dicho resumen (i) no es un análisis completo ni una enumeración de la totalidad de las regulaciones, cuestiones o consecuencias cambiarias que puedan resultar de interés para un tenedor de Obligaciones Negociables; (ii) se realiza a título meramente informativo; (iii) se basa en las reglamentaciones vigentes en la Argentina a la fecha del presente Prospecto; y (iv) se encuentra sujeto a cualquier modificación posterior de dichas leyes y reglamentaciones que puedan entrar en vigencia con posterioridad a dicha fecha. No puede garantizarse que los tribunales y autoridades responsables de la aplicación de las reglamentaciones le darán la misma interpretación que se efectúa en el siguiente resumen o que no habrá cambios en dichas reglamentaciones o en la interpretación de las mismas por parte de tales tribunales y autoridades. En consecuencia, se recomienda a todo posible interesado consultar con sus propios asesores legales acerca de la normativa cambiaria, en sus circunstancias particulares, relacionadas con el pago, adquisición, titularidad, disposición y con el cobro de cualquier suma adeudada en virtud de Obligaciones Negociables, conforme a las reglamentaciones que puedan resultarle aplicables.



A continuación, se detallan los aspectos más relevantes de la normativa del BCRA conforme el T.O. sobre Exterior y Cambios relativos al ingreso y egreso de fondos de la Argentina:

Disposiciones específicas para los ingresos por el MLC

Cobro de Exportaciones de bienes

De acuerdo al punto 7.1 del T.O. sobre Exterior y Cambios 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 MLC 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.

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 US\$50 millones en el año calendario inmediato anterior a la oficialización de la destinación. En caso de que el exportador haya registrado exportaciones por un valor superior y los bienes exportados correspondan a determinadas posiciones arancelarias, la prórroga podrá solicitarse hasta 120 días.

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 en el punto 7.1.1. del T.O. sobre Exterior y Cambios para el producto en cuestión. 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 según el punto 7.1.1. del T.O. sobre Exterior y Cambios para el producto en cuestión. Se consideran operaciones con contrapartes vinculadas aquellas en las que participan un residente 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.

Independientemente de los plazos máximos precedentes, los cobros de exportaciones deberán ser ingresados y liquidados en el MLC dentro de los 5 días hábiles de la fecha de cobro. 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.

Aplicación de cobro de exportaciones

Se admitirá la aplicación de cobros en divisas por exportaciones de bienes y servicios, en la medida que se cumplan las condiciones consignadas en cada caso, a:

- a) Pago de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el MLC a partir del 2 de octubre de 2020 y destinados a la financiación de proyectos que cumplen las condiciones previstas en el punto 7.9.2. del T.O. sobre Exterior y Cambios, en la medida que su vida promedio no sea inferior a 1 (un) año, considerando los pagos de servicios de capital e intereses.



- b) Repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el MLC a partir del 2 de octubre de 2020 y destinados a la financiación de proyectos que cumplen las condiciones previstas en el punto 7.9.2. del T.O. sobre Exterior y Cambios, en la medida que la repatriación se produzca con posterioridad a la fecha de finalización y puesta en ejecución del proyecto de inversión y, como mínimo, 1 (un) año después del ingreso del aporte de capital en el MLC.
- c) Pago de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera que cumplan las condiciones previstas en el punto 3.6.1.3. del T.O. sobre Exterior y Cambios, cuyos fondos hayan sido liquidados en el MLC a partir del 16 de octubre de 2020 y destinados a la financiación de proyectos que cumplen las condiciones previstas en el punto 7.9.2. del T.O. sobre Exterior y Cambios, en la medida que su vida promedio sea no inferior a 1 (un) año considerando los vencimientos de capital e intereses.
- d) Pago de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país o emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior, concertadas a partir del 9 de octubre de 2020, con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años y cuya entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17 del T.O. sobre Exterior y Cambios.
- e) Pago de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el MLC a partir del 16 de octubre de 2020 y hayan permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17 del T.O. sobre Exterior y Cambios.
- f) Pago de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera que cumplan las condiciones previstas en el punto 3.6.1.3. del T.O. sobre Exterior y Cambios cuyos fondos hayan sido liquidados en el MLC a partir del 16 de octubre de 2020 y hayan permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17 del T.O. sobre Exterior y Cambios.
- g) Pago de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país o emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior, concertadas entre el 7 de enero de 2021 y el 31 de marzo de 2021, que se realicen en el marco de operaciones de canje de títulos de deuda o refinanciación de servicios de interés y/o amortización de capital de endeudamientos financieros en el exterior con vencimiento hasta el 31 de diciembre de 2022 por operaciones cuyo vencimiento final era posterior al 31 de marzo de 2021, en la medida que considerando el conjunto de la operación la vida promedio de la nueva deuda implique un incremento no inferior a 18 meses respecto a los vencimientos refinanciados.
- h) Pago de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país o emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior, concertadas a partir del 1 de abril de 2021, que se realicen en el marco de operaciones de canje de títulos de deuda o refinanciación de servicios de interés y/o amortización de capital de endeudamientos financieros en el exterior con vencimiento hasta el 31 de diciembre de 2022 por operaciones cuyo vencimiento final sea posterior al 31 de diciembre de 2021, en la medida que considerando el conjunto de la operación la vida promedio de la nueva deuda implique un incremento no inferior a 18 meses respecto a los vencimientos refinanciados.

Las operaciones detalladas en a), b) y c) anteriores serán elegibles en la medida que los fondos liquidados sean destinados a la financiación de proyectos de inversión en el país que generen: (i) un aumento en la producción de bienes que, en su mayor parte, serán colocados en mercados externos y/o que permitirán sustituir importaciones de bienes. Se entenderá como cumplida la condición precedente, cuando se demuestre razonablemente que al menos dos tercios del incremento en la producción de bienes como resultado del proyecto, tendrá como destino los mercados externos y/o la sustitución de importaciones en los 3 (tres) años siguientes a la finalización del proyecto, con un efecto positivo en el balance cambiario de bienes y servicios, y/o (ii) un aumento en la capacidad de transporte de exportaciones de bienes y servicios con la construcción de obras de infraestructura en puertos, aeropuertos y terminales terrestres de transporte internacional.



Por otra parte, de conformidad con el punto 10.12 del T.O. sobre Exterior y Cambios el monto por el cual los importadores pueden acceder al MLC en las condiciones previstas en el marco del punto 10.11 del T.O. sobre Exterior y Cambios, se incrementará por el equivalente al 50% de los montos que el importador ingrese y liquide en el MLC en concepto de anticipos o prefinanciaciones de exportaciones desde el exterior con un plazo mínimo de 180 días. También se admitirá el acceso al MLC por el restante 50% en la medida que la parte adicional corresponda a pagos anticipados de bienes de capital y/o de bienes que califiquen como insumos necesarios para la producción de bienes exportables, debiendo la entidad contar con una declaración jurada del cliente respecto del tipo de bien involucrado y su condición de insumo en la producción de bienes a exportar.

Se admite, asimismo, 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 MLC 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.

Prefinanciaciones de Exportaciones

El punto 7.5.2. del T.O. sobre Exterior y Cambios dispone que cuando el monto pendiente de ingreso de las operaciones haya sido prefinanciado en su totalidad y los fondos liquidados en el MLC en concepto de prefinanciaciones de exportaciones locales y/o del exterior, se podrá extender el plazo para la liquidación de divisas del embarque hasta la fecha de vencimiento de la correspondiente financiación.

Por su parte, en caso de que el exportador demuestre haber liquidado en el MLC el monto recibido en virtud de posfinanciaciones de exportaciones que cubran la totalidad del monto pendiente de ingreso del permiso, y en tanto no se cumpla ningún impedimento para la emisión de la certificación de aplicación, el plazo para la liquidación de divisas del embarque podrá extenderse hasta la fecha del vencimiento del crédito de mayor plazo descontado y/o cedido por el exportador.

Esto último también será de aplicación cuando el exportador haya prefinanciado parcialmente la operación y demuestre haber liquidado en el mercado de cambio, antes del vencimiento, posfinanciaciones de exportaciones que cubran el resto del monto pendiente de ingreso.

Cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera

El punto 8.5.18 del T.O. sobre Exterior y Cambios establece que, en relación con los cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera, se podrá considerar cumplimentado parcial o totalmente el seguimiento de un permiso de embarque por el valor equivalente a los montos abonados localmente en Pesos y/o en moneda extranjera al exportador por un agente local de la empresa propietaria de los medios de transporte de bandera extranjera, en la medida que se verifiquen las siguientes condiciones:

- i. La documentación permite constatar que la entrega de la mercadería exportada se ha producido en el país, que el agente local de la empresa propietaria de los medios de transporte de bandera extranjera ha realizado localmente el pago al exportador y la moneda en la que dicho pago se efectuó.



- ii. La entidad cuente con una certificación emitida por una entidad en la que conste que el referido agente local hubiera tenido acceso al MLC en virtud de lo dispuesto en el punto 3.2.2 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios por el monto equivalente en moneda extranjera que se pretende imputar al permiso.

La entidad emisora de la mencionada certificación deberá previamente:

- (a) verificar el cumplimiento de todos los requisitos establecidos por la normativa cambiaria para el acceso al MLC por el punto 3.2.2. del T.O. sobre Exterior y Cambios, con excepción de lo previsto en el punto 3.16.1 de tales normas.
 - (b) contar con una declaración jurada del referido agente local en la que conste que no ha transferido ni transferirá fondos al exterior por la parte proporcional de las operaciones comprendidas en la certificación.
- iii. En caso de que los montos hayan sido percibidos en el país en moneda extranjera, la entidad cuenta con la certificación de liquidación de los fondos en el MLC.
 - iv. El agente local no ha utilizado este mecanismo por un monto superior al equivalente de USD 2.000.000 (dos millones de dólares estadounidenses) en el mes calendario en curso

Obligación de ingreso y liquidación de operaciones de exportación de servicios

De acuerdo al punto 2.2 del T.O. sobre Exterior y Cambios los cobros de exportaciones de servicios deberán ser ingresados y liquidados en el MLC 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.

En el caso de fondos percibidos o acreditados en el exterior, se podrá considerar cumplimentado el ingreso y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales debitados por las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país.

Se admitirá la aplicación de cobros de exportaciones de servicios a la cancelación de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior o títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país o a la repatriación de aportes de inversiones directas, en la medida que se cumplan los requisitos previstos en el punto 7.9 del T.O. sobre Exterior y Cambios.

Asimismo, en la medida que se cumplan los requisitos previstos en los puntos 3.11.3. y 7.9.5. del T.O. sobre Exterior y Cambios, se admitirá que los cobros de exportaciones de servicios sean acumulados en cuentas abiertas en entidades financieras locales o en el exterior, por los montos exigibles en los contratos de endeudamiento, con el objeto de garantizar la cancelación de los servicios de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior y/o emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país.

Enajenación de activos no financieros no producidos

El punto 2.3 del T.O. sobre Exterior y Cambios 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 MLC 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.

En el caso de fondos percibidos o acreditados en el exterior, se podrá considerar cumplimentado el ingreso y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales debitados por las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país.



Liquidación de Endeudamientos con el Exterior - Obligación y requisitos para el acceso

El punto 2.4 del T.O. sobre Exterior y Cambios establece la obligación de ingreso y liquidación en el MLC 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 MLC para la atención de los servicios de capital e intereses de las mismas.

En el caso de las entidades autorizadas a operar con cambios, lo previsto en el párrafo precedente se considerará cumplido con el ingreso de los fondos a la Posición General de Cambios (la “PGC”).

Emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera

Por su parte, el punto 2.5 del T.O. sobre Exterior y Cambios 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 MLC como requisito para el posterior acceso al mismo con el objeto de atender dichos servicios de capital e intereses.

En el caso de las entidades autorizadas a operar con cambios, lo previsto en el párrafo precedente se considerará cumplido con el ingreso de los fondos a la PGC.

Excepciones a la obligación de liquidación

Según se dispone en el punto 2.6 del T.O. sobre Exterior y Cambios, no resultará exigible la liquidación en el MLC 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 MLC 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 MLC 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.

Canjes y arbitrajes con clientes asociados a ingresos de divisas del exterior

Las entidades podrán dar curso a estas operaciones con clientes en la medida que no correspondan a operaciones alcanzadas por la obligación de liquidación en el MLC. Por estas operaciones las entidades financieras deberán permitir la acreditación de ingresos de divisas del exterior a las cuentas abiertas por el cliente en moneda extranjera. En caso de que la transferencia corresponda a la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la entidad deberá acreditar el mismo monto recibido del exterior. Cuando la entidad decida el cobro de una comisión y/o cargo por estas operaciones, ésta deberá instrumentarse a través de un concepto individualizado específicamente.



Disposiciones específicas para los egresos por el MLC

Disposiciones generales

Independientemente de las condiciones y requisitos especificados por las normas cambiarias para cada tipo de operación, los puntos 3.1. a 3.15. del T.O. sobre Exterior y Cambios (excepto aquellas realizadas por personas humanas que correspondan a la formación de activos externos en función del punto 3.8. del T.O. sobre Exterior y Cambios), establecen que 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 MLC:

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) 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.

En el caso de que el cliente tuviera activos externos líquidos disponibles por un monto superior al establecido anteriormente, la entidad también podrá aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que no se excede tal monto al considerar que, parcial o totalmente, tales activos: (1) fueron utilizados durante esa jornada para realizar pagos que hubieran tenido acceso al MLC; (2) fueron transferidos a favor del cliente a una cuenta de corresponsalía de una entidad local autorizada a operar en cambios; (3) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior que se originan en cobros de exportaciones de bienes y/o servicios o anticipos, prefinanciaciones o postfinanciaciones de exportaciones de bienes otorgados por no residentes, o en la enajenación de activos no financieros no producidos para los cuales no ha transcurrido el plazo de 5 (cinco) días hábiles desde su percepción; (4) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior originados en endeudamientos financieros con el exterior y su monto no supera el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos.

b. Se compromete a liquidar en el MLC, dentro de los cinco días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que reciba en el exterior originados en (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 clientes realizadas en el marco de los puntos 3.8., 3.13. y 3.14.1. a 3.14.5. del T.O. sobre Exterior y Cambios; (ii) operaciones propias de la entidad en carácter de cliente; (iii) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra; o (iv) pagos al exterior de las empresas no financieras emisoras de tarjetas por el uso de tarjetas de crédito, de compra, de débito o prepagas emitidas en el país.

Por su parte, el punto 3.16.3 del T.O. sobre Exterior y Cambios establece que en las operaciones de clientes que correspondan a egresos por el MLC –incluyendo operaciones que se concreten a través de canjes o arbitrajes– la entidad interviniente deberá contar con la conformidad previa del BCRA (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 180 días corridos anteriores (en ciertos casos 90 días): no ha concertado en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera; no ha realizado canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos



externos; no ha realizado transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior; no ha adquirido en el país títulos valores emitidos por no residentes con liquidación en pesos; no ha adquirido certificados de depósitos argentinos representativos de acciones extranjeras; no ha adquirido títulos valores representativos de deuda privada emitida en jurisdicción extranjera; y no ha entregado fondos en moneda local ni otros activos locales, recibiendo como prestación previa o posterior, de manera directa o indirecta, por sí misma o a través de una entidad vinculada, controlada o controlante, activos externos, criptoactivos o títulos valores depositados en el exterior; y (ii) se compromete a partir del momento en que requiere el acceso y por los 180 días (en ciertos casos 90 días) corridos subsiguientes a no realizar las operaciones enumeradas en el punto anterior. En caso de que el cliente sea una persona jurídica, para que la operación comprendida no quede comprendida por el requisito de conformidad previa, la entidad deberá contar adicionalmente con una declaración jurada en la que conste: el detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente y de otras personas jurídicas con las que integra un mismo grupo económico; y que en el día que solicita el acceso al mercado y en los 180 días corridos anteriores no ha entregado en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos –excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales-, a ninguna persona humana o jurídica que ejerza una relación de control directo sobre ella, o a empresas con las que integre un mismo grupo económico, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios. 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 MLC para el pago de obligaciones denominadas en moneda extranjera, independientemente de que el acceso se encuentre expresamente previsto en las normas cambiarias. A los efectos de estas declaraciones juradas no deberán tenerse en cuenta las transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior realizadas o a realizar por el cliente con el objeto de participar de un canje de títulos de deuda emitidos por el Gobierno Nacional, gobiernos locales u emisores residentes del sector privado. El cliente deberá comprometerse a presentar la correspondiente certificación por los títulos de deuda canjeados.

El requisito del párrafo anterior no resultará de aplicación para los egresos que correspondan a: (i) operaciones de clientes realizadas en el marco del punto 3.14.1. del T.O. sobre Exterior y Cambios, en la medida que correspondan a la transferencia al exterior de los fondos remanentes en una “Caja de ahorro para turistas” al momento del cierre; (ii) operaciones de clientes realizadas en el marco de los puntos 3.14.2. a 3.14.5 del T.O. sobre Exterior y Cambios; (iii) 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 (iv) operaciones comprendidas en el punto 3.13.4. del T.O. sobre Exterior y Cambios en la medida que las mismas sean cursadas en forma automática por la entidad en su carácter de apoderada del beneficiario no residente.

Asimismo, conforme con lo establecido por la Comunicación “A” 7385 del BCRA, la adquisición en el país con liquidación en pesos de títulos valores externos quedará comprendida entre las operaciones alcanzadas por lo dispuesto en los puntos 3.16.3.1, 3.16.3.2 y 4.3.2 de las normas sobre Exterior y Cambios. Dicha Comunicación también dispone que a los efectos de lo dispuesto en el punto 3.16.3.2 se tomarán en consideración las adquisiciones liquidadas a partir del 29/10/2021.

El punto 3.17 del T.O. sobre Exterior y Cambios establece que quienes registren vencimientos de capital hasta el 31 de diciembre de 2023 por las siguientes operaciones: (a) endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero con un acreedor que no sea una contraparte vinculada del deudor, o (b) endeudamientos financieros con el exterior por operaciones propias de las entidades, o (c) emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera de clientes del sector privado o de las propias entidades, para acceder al MLC deberán presentar ante el BCRA un detalle de un plan de refinanciación en base a los siguientes criterios: (a) el monto neto por el cual se accederá al MLC en los plazos originales no superará el 40 % del monto de capital que vencía, y (b) el resto del capital haya sido, como mínimo, refinanciado con un nuevo endeudamiento externo con una vida promedio de 2 años.

Adicionalmente a la refinanciación otorgada por el acreedor original, el esquema de refinanciación se considerará cumplimentado cuando el deudor acceda al MLC para cancelar capital por un monto superior al 40 % del monto del

capital que vencía, en la medida que el deudor registre liquidaciones en el MLC a partir del 9 de octubre de 2020 por un monto igual o superior al excedente sobre el 40 %, en concepto de: i) emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior u otros endeudamientos financieros con el exterior; ii) emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera que cumplan las condiciones previstas en el punto 3.6.1.3 del T.O. sobre Exterior y Cambios.

Lo indicado precedentemente no será de aplicación cuando: i) se trate de endeudamientos con organismos internacionales o sus agencias asociadas o garantizados por los mismos; ii) se trate de endeudamientos otorgados al deudor por agencias oficiales de créditos o garantizados por los mismos; iii) se trate de endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 2020 y cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el MLC; iv) se trate de endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 2020 y que constituyan refinanciamientos de vencimientos de capital posteriores a esa fecha, en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros que se establecen en el punto 3.17.3 del T.O. sobre Exterior y Cambios; v) la porción remanente de vencimientos ya refinanciados en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el punto 3.17.3 del T.O. sobre Exterior y Cambios; y vi) se trate de un deudor que accederá al MLC para la cancelación del capital no supere el equivalente a USD 2.000.000 (dos millones de Dólares) en el mes calendario y en el conjunto de las entidades.

Asimismo, el punto 3.16.4 del T.O. sobre Exterior y Cambios establece que las entidades requerirán la conformidad previa del BCRA para dar acceso al MLC a las personas humanas o jurídicas incluidas por la AFIP en la base de datos de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos por dicho organismo. Este requisito no resultará de aplicación para el acceso al mercado para las cancelaciones de financiamientos en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra.

Pagos de servicios prestados por no residentes

Dispone en el punto 3.2 del T.O. sobre Exterior y Cambios que se permite el acceso al MLC 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 y pagos por arrendamientos operativos de buques que cuenten con la autorización del Ministerio de Transporte de la Nación y sean utilizados para prestar servicios en forma exclusiva a otro residente no vinculado, en la medida el monto a pagar al exterior no supere el monto abonado por este último neto de las comisiones, reintegros de gastos u otros conceptos que corresponde sean retenidos por el residente que realiza el pago al exterior), en la medida que se cuente con documentación que permita avalar la existencia del servicio, y 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 MLC para precancelar deudas por servicios.

Pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios

De conformidad con el punto 3.3 del T.O. sobre Exterior y Cambios, se permite el acceso al MLC 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 MLC para la precancelación de deuda por importaciones de bienes y servicios.

Por otro lado, el T.O sobre Exterior y Cambios establece que el acceso al MLC para la realización de pagos de importaciones de ciertos bienes requerirá la conformidad previa del BCRA, excepto que se verifiquen ciertas

situaciones como son la presentación de una declaración jurada del cliente de que el monto total de pagos asociados a importaciones de bienes cursados a través del MLC no supere USD250.000; o se trate de un pago diferido de importaciones de bienes que corresponda a operaciones que se hayan embarcado a partir del 1.7.2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha; o corresponda a un pago a la vista de o de deuda comercial sin registro de ingreso aduanero para importación de los insumos para utilizarse en la elaboración de bienes en el país.

Asimismo, el T.O. sobre Exterior y Cambios establece que a partir del 3/1/22 que las certificaciones emitidas por liquidaciones de nuevos endeudamientos financieros del exterior podrán ser utilizadas para acceder al mercado de cambios por los pagos de:

- i. importaciones de bienes sin la conformidad previa del BCRA;
- ii. servicios a contrapartes vinculadas sin la conformidad previa del BCRA, en la medida que sea un pago a partir del vencimiento de una obligación por un servicio prestado al menos 180 días corridos antes del acceso o derivada de un contrato firmado con una antelación similar;
- iii. Montos de capital, antes de la fecha de vencimiento de las deudas comerciales por importación de bienes y servicios contempladas en 10.2.4., siempre que la vida promedio de la nueva deuda financiera sea por lo menos 2 (dos) años mayor que la vida promedio remanente del endeudamiento anticipado.

Con fecha 3 de marzo de 2022, el BCRA prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2022 las restricciones cambiarias aplicables a pagos de importaciones, la conformidad previa para cursar pagos de endeudamientos financieros del exterior con acreedores vinculados y las normas en materia de refinanciación de pasivos externos. Además, dispuso que se incorporará al Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI), del que participan el Ministerio de Desarrollo Productivo y la Administración Federal de Ingresos Públicos, y tendrá la posibilidad de asignar una categoría específica vinculada con la forma de acceder al mercado de cambios.

Con fecha 12 de abril de 2022, el BCRA dio a conocer las hojas que, en reemplazo de las oportunamente provistas, correspondía incorporar a las normas de exterior y cambios, atento a las disposiciones difundidas por las Comunicaciones "A" 7433, 7466, 7469, 7471, 7472 y 7488. Entre otras cosas, las mencionadas normas prorrogaron hasta el 31 de diciembre de 2022 las restricciones cambiarias aplicables a pagos de importaciones, la conformidad previa para cursar pagos de endeudamientos financieros del exterior con acreedores 190 vinculados y las normas en materias de refinanciación de pasivos externos. Además, establecieron que el BCRA tendrá la posibilidad de asignar una categoría específica vinculada con la forma de acceder al mercado de cambios.

Con fecha 14 de julio de 2022, el BCRA introdujo adecuaciones en las normas de Exterior y Cambios. Entre otras cuestiones, redujo a 60 días corridos el plazo para el pago de servicios contratados a no residentes por empresas del sector energético para atender sus necesidades operativas.

El 21 de julio de 2022, el BCRA a través de la Comunicación "A" 7552, modificó los requisitos complementarios para los egresos por el mercado de cambios. Se incluyó la tenencia de certificados de depósitos argentinos (CEDEAR) en el límite de disponibilidad de U\$S100.000 para quienes desean acceder al MLC. Asimismo, estableció que esos instrumentos que no podrán operarse ni en los 90 días previos ni en los 90 días siguientes al acceso al mercado de cambios.

El 5 de agosto de 2022, el susodicho banco modifica los plazos para el ingreso y liquidación de las divisas que corresponden a anticipos, prefinanciaciones y postfinanciaciones de exportaciones del exterior, incorporando que el plazo se ampliará a 180 días corridos de la fecha de cobro o desembolso en el exterior, cuando se cumplan ciertos requisitos.

El 15 de septiembre del año 2022, el BCRA dispone que las personas usuarias de los servicios públicos que solicitaron y obtuvieron el subsidio en las tarifas, como así también aquellas que lo hubieran obtenido de manera automática, no podrán, mientras mantengan el mencionado beneficio, acceder al mercado de cambios para realizar compras de



moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, ni realizar las operaciones con títulos valores.

El 12 de octubre de 2022 la AFIP y la Secretaría de Comercio, a través de la Resolución General Conjunta 5271/2022, reglamentaron el nuevo Sistema de Importaciones de la República Argentina (SIRA), que sustituye al sistema SIMI, el cual entró en vigencia el 18 de octubre de 2022. El nuevo sistema dejó sin efectos todas las medidas cautelares referidas a impedimentos de importación que había sin resolver. Asimismo, los bancos comerciales, al momento de realizar la operación de acceso a las divisas, deberán registrar la operación en una aplicación de la AFIP.

A través de la Comunicación "A" 7622, el BCRA dispuso que las entidades podrán dar acceso al MLC para realizar pagos de importaciones de bienes a operaciones asociadas a una declaración en el Sistema de Importaciones de la República Argentina (SIRA) en la medida que tenga lugar alguna de las siguientes situaciones (i) el pago se concrete una vez cumplido el plazo en días corridos, contados a partir de la fecha del registro de ingreso aduanero de los bienes, que consta en la declaración SIRA, (ii) el pago se concrete mediante un canje y/o arbitraje contra una cuenta local en moneda extranjera del cliente y en la declaración SIRA se haya dejado constancia de que se usaría tal opción o (iii) que los insumos importados correspondan a la enumeración brindada en el artículo 8. Asimismo, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones de bienes a operaciones asociadas a una declaración SIRA antes del plazo previsto en tal declaración, en la medida que la operación sea convalidada en el sistema informático "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior" implementado por la AFIP, se cumplan los restantes requisitos normativos aplicables y el pago encuadre en alguna de las situaciones detalladas.

Finalmente, a partir de la Comunicación "A" 7629, el BCRA modificó ciertos puntos establecidos en la Comunicación "A" 7622: definió que las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones de bienes a operaciones asociadas a una declaración en el SIRA en la medida que el pago sea encuadrado por el cliente dentro del monto disponible en cada año calendario, hasta el equivalente a USD 50.000 para realizar pagos de importaciones de bienes en forma anticipada, a la vista o diferida antes de que se cumpla el plazo previsto en la declaración SIRA; sumó un nuevo requisito en cuanto al pago para que las entidades puedan otorgar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones de bienes a operaciones asociadas a una declaración SIRA antes del plazo previsto en tal declaración, en la medida que la operación sea convalidada en el sistema informático "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior" implementado por la AFIP, se cumplan los restantes requisitos normativos establecidos a tal fin; y por último, estableció que las entidades también podrán otorgar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones de bienes a operaciones asociadas a una declaración SIRA antes del plazo previsto en tal declaración, en la medida que se trate de pagos de importaciones de bienes realizados por las instituciones enumeradas en dicha comunicación.

Pagos de utilidades y dividendos

El punto 3.4 del T.O. sobre Exterior y Cambios permite el acceso al MLC 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. Los dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.
- b. 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. La entidad deberá contar con una declaración jurada firmada por el representante legal de la empresa residente o un apoderado con facultades suficientes para asumir este compromiso en nombre de la empresa.
- c. De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos por las operaciones involucradas.
- d. La empresa encuadra dentro de alguna de las siguientes situaciones:
 - i. Registra aportes de inversión directa liquidados a partir del 17 de enero de 2020, en cuyo caso, (i) el monto total de transferencias que se cursen en el MLC a partir de esa fecha 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 MLC a partir de dicha fecha; (ii) la entidad deberá contar con una



certificación emitida por la entidad que dio curso a la liquidación respecto a que no ha emitido certificaciones a los efectos previstos en este punto por un monto superior al 30 % del monto liquidado; (iii) el acceso al MLC 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; y (iv) 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.

- ii. Utilidades generadas en proyectos enmarcados en el Plan Gas, en cuyo caso, (i) las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el MLC a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados ducho plan; (ii) el acceso al MLC se produce no antes de los 2 (dos) años corridos contados desde la fecha de la liquidación en el MLC del aporte que permite el encuadre en el presente punto; (iii) el cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte; (iv) el cliente cuente con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural", por el equivalente al valor de las utilidades y dividendos que se abona; y v) el cliente cuente con una "Certificación por aportes de inversión directa en el marco del Régimen de Fomento de la Economía del Conocimiento".

Los casos que no encuadren en lo expuesto precedentemente requerirán la conformidad previa del BCRA para acceder al MLC.

Al respecto, el punto 3.5 del T.O. sobre Exterior y Cambios, permite el acceso al MLC para pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros, fijando como requisitos:

a. El endeudamiento con el exterior se haya originado en una refinanciación firmada a partir del 27.8.21 con el propio acreedor por deudas comerciales por la importación de bienes y servicios encuadradas en el punto 10.2.4. incluyendo deuda con contrapartes vinculadas, que:

- i) se haya originado en la importación de bienes cuyo registro de ingreso aduanero tuvo lugar al menos 180 (ciento ochenta) días corridos antes de la refinanciación,
- ii) sea una obligación por un servicio prestado al menos 180 (ciento ochenta) días corridos antes de la refinanciación o derivada de un contrato firmado con una antelación equivalente.

b) el nuevo endeudamiento financiero con el exterior tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años y no registre vencimientos de capital como mínimo hasta tres meses después de concretada la refinanciación.

En caso de que la deuda comercial refinanciada estuviera alcanzada por un requisito que estableciese un plazo mínimo para el acceso al mercado de cambios, no será posible acceder para realizar pagos de capital del nuevo endeudamiento financiero hasta que se cumpla el mencionado plazo.

Si la deuda refinanciada no se encontrase totalmente vencida, la vida promedio del nuevo endeudamiento deberá ser como mínimo 2 (dos) años mayor que la vida promedio remanente de la deuda refinanciada.

c) la entidad cuenta con una declaración jurada del cliente en la que conste que en el año calendario en curso, considerando conjuntamente este mecanismo y aquel previsto en el punto 3.19. de las normas de "Exterior y cambios", no se ha accedido al mercado de cambios por un monto superior al equivalente a USD 20 millones (veinte millones de dólares estadounidenses).

A su vez, permite que las entidades den acceso al MLC para la cancelación de servicios de capital e interese de títulos de deuda con registro público en el exterior y otros endeudamientos financieros con el exterior en la medida que se verifiquen las siguientes condiciones:

El deudor demuestre el ingreso y liquidación de divisas en el MLC por un monto equivalente al valor nominal del endeudamiento financiero con el exterior, lo cual se considerará cumplimentado en los siguientes casos:

- i. los fondos desembolsados a partir del 1 de septiembre del 2019 hayan sido ingresados y liquidados en el MLC. Dicho requisito no será de aplicación en tanto se trate de endeudamientos con el exterior que tengan origen a partir del 1 de septiembre del 2019, que no generen desembolsos por ser refinanciaciones de deudas financieras con el exterior que hubieran tenido acceso al MLC y en la medida que dichas refinanciaciones no anticipen el vencimiento de la deuda original.



- ii. por el monto de los gastos de otorgamiento y/o emisión que resulten aplicables y otros gastos debitados en el exterior por las operaciones bancarias involucradas;
- iii. por la diferencia entre el valor efectivo de emisión y el valor nominal en emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior colocados bajo la par;
- iv. por la porción que corresponda a una capitalización de intereses prevista en el contrato de endeudamiento;
- v. por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 9 de octubre de 2020 con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años que fueron entregadas a acreedores de endeudamientos financieros con el exterior y/o títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera con vencimientos entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2022, que hayan permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17 del T.O. sobre Exterior y Cambios.;
- vi. por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 7 de enero de 2021 que fueron entregadas a acreedores para refinanciar deudas financieras preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital antes del 1 de enero de 2023, el monto equivalente a los intereses que se devengarían hasta el 31 de diciembre de 2022 por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados;

Por la porción suscrita con moneda extranjera en el país de emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 5 de febrero de 2021, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones: (i) que el deudor demuestre haber registrado exportaciones con anterioridad a la emisión de los títulos de deuda o que los fondos de la colocación fueron destinados a afrontar compromisos con el exterior. Si no se cumple al menos una de las dos condiciones señaladas, la emisión cuenta con la conformidad previa del BCRA; (ii) la vida promedio de los títulos de deuda no sea menor a los cinco (5) años; (iii) el primer pago de capital no se registre antes de los tres (3) años de la fecha de emisión; (iv) la suscripción local no supere el 25% de la suscripción total de la emisión en cuestión; y (v) a la fecha de acceso hayan sido liquidados en el MLC la totalidad de los fondos suscritos en el exterior y en el país.

b. 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”.

c. El acceso al MLC se produce con una anterioridad no mayor a los 3 (tres) días hábiles a la fecha de vencimiento del servicio de capital o interés a pagar. Para el acceso al MLC con una antelación mayor se requerirá la conformidad previa del BCRA excepto que el deudor encuadre en alguna de las siguientes situaciones y se cumplan la totalidad de las condiciones estipuladas en cada caso:

- i. Precancelación de capital e intereses en forma simultánea con la liquidación de nuevo endeudamiento financiero con el exterior:
 - 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 monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento en ningún momento podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda que se cancela.
- ii. Precancelación de intereses en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda:
 - La precancelación se concreta en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda emitidos por el cliente;
 - El monto abonado antes del vencimiento corresponde a los intereses devengados a la fecha de cierre del canje;
 - La vida promedio de los nuevos títulos de deuda es mayor a la vida promedio remanente del título canjeado; y
 - El monto acumulado de los vencimientos de capital de los nuevos títulos en ningún momento podrá superar el monto



- iii. Precancelación en el marco de un proceso de refinanciación de acuerdo a lo dispuesto en el punto 3.17 del T.O. sobre Exterior y Cambios:
 - La precancelación de capital y/o intereses se concreta en el marco de un proceso de refinanciación de deuda que cumpla los términos previstos en el punto 3.17.;
 - El acceso al MLC se produce con una antelación no mayor a los 45 (cuarenta y cinco) días corridos a la fecha de vencimiento;
 - El monto de intereses abonado no supera el monto de los intereses devengados por el endeudamiento refinanciado hasta la fecha en que se cerró la refinanciación; y
 - El monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento no podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda refinanciada. En la medida que se encuentre vigente el requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC para la cancelación al vencimiento de capital de los endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor, este requisito no resultará de aplicación en la medida que se cumpla la totalidad de las siguientes condiciones:
 - a) los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el MLC a partir del 2 de octubre de 2020;
 - b) el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años.
- d. En la medida que se encuentre vigente el requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC para la cancelación al vencimiento de capital e intereses de los endeudamientos financieros con el exterior, este requisito no resultará de aplicación en la medida que se cumpla la totalidad de las siguientes condiciones:
 - i. el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el Plan Gas.Ar;
 - ii. los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el MLC a partir del 16 de noviembre de 2020; y
 - iii. el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años.
- e. Los endeudamientos financieros con el exterior quedarán habilitados a cancelar sus servicios de capital e intereses a partir de su vencimiento mediante la aplicación de cobros de exportaciones de bienes y servicios, en la medida que se cumplan los requisitos previstos en el punto 7.9 del T.O. sobre Exterior y Cambios.
- f. Hasta el 31 de diciembre de 2023 se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC 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.
- g. En el caso de que el deudor registre vencimientos de capital programados hasta el 31 de diciembre de 2021 por endeudamientos comprendidos en este punto se deberá dar cumplimiento a lo previsto en el punto 3.17 del T.O. sobre Exterior y Cambios.

En línea con lo dispuesto por el BCRA, la CNV emitió la Resolución General N° 861 a los efectos de facilitar las refinanciaciones de deuda a través del mercado de capitales. En este sentido dispuso que en los casos en los que la emisora se proponga refinanciar deudas mediante una oferta de canje o la integración de nuevas emisiones de obligaciones negociables, en ambos casos en canje por o integración con obligaciones negociables previamente emitidas por la sociedad y colocadas en forma privada y/o con créditos preexistentes contra ella, se considerará cumplimentado el requisito de colocación por oferta pública, cuando la nueva emisión resulte suscripta bajo esta forma, por acreedores de la sociedad cuyas obligaciones negociables sin oferta pública y/o créditos preexistentes representen un porcentaje que no exceda el treinta por ciento (30%) del monto total efectivamente colocado, y que el porcentaje restante sea suscripto e integrado en efectivo o mediante la integración en especie entregando obligaciones negociables originalmente colocadas por oferta pública, u otros valores negociables con oferta pública y listado y/o negociación en mercados autorizados por la CNV, emitidos o librados por la misma sociedad, por personas que se encuentren domiciliadas en el país o en países que no se encuentren incluidos en el listado de jurisdicciones no cooperantes a los fines de la transparencia fiscal, previstos en el artículo 24 del Anexo integrante del Decreto N° 862/2019 o el que en el futuro lo reemplace. Además, dispuso la obligatoriedad del cumplimiento de ciertos requisitos para dar por cumplimentado el requisito de colocación por oferta pública.

Para mayor información, recomendamos al público inversor la lectura de la Resolución General N° 861 de la CNV.



El punto 3.19.1 del T.O. establece que, los clientes que registren liquidaciones de nuevos endeudamientos financieros del exterior y que cuenten con una certificación emitida por una entidad respecto al cumplimiento de los requisitos previstos en el punto 3.19.2, podrán acceder al mercado de cambios para cursar:

- a. Pagos de importaciones de bienes sin la conformidad previa requerida en el punto 10.11.
 - b. Pagos de servicios a contrapartes vinculadas sin la conformidad previa del BCRA requerida en el punto 3.2., en la medida que sea un pago a partir del vencimiento de una obligación por un servicio prestado al menos 180 días corridos antes del acceso o derivada de un contrato firmado con una antelación similar.
 - c. Pagos de capital con antelación al vencimiento de deudas comerciales por la importación de bienes y servicios que encuadren en el punto 10.2.4., en la medida que la vida promedio del nuevo endeudamiento sea como mínimo 2 (dos) años mayor que la vida promedio remanente de la deuda precancelada.
- En todos los casos, se deberá acreditar el cumplimiento de los restantes requisitos generales y específicos que sean aplicables a la operación en virtud de la normativa cambiaria vigente.

Pagos de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera entre residentes

El punto 3.6 del T.O. sobre Exterior y Cambios fija la prohibición del acceso al MLC para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, concertadas a partir del 1 de septiembre de 2019. Sin embargo, fija como excepciones la cancelación a partir de su vencimiento de capital e intereses de:

- i. Las financiaciones en moneda extranjeras otorgadas por entidades financieras locales (inclusive los pagos por consumos en moneda extranjera mediante tarjetas de crédito o de compra).
- ii. Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30 de agosto de 2019.
- iii. Las emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 1 de septiembre de 2019 con el objeto de refinanciar obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30 de agosto de 2019, y que conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones.
- iv. Pago, a su vencimiento, de los servicios de capital e intereses bajo nuevas emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019, con registro público en el país, denominados y pagaderas en moneda extranjera en el país, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos sean liquidados a través del MLC.
- v. Las emisiones realizadas a partir del 9 de octubre de 2020 de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que su vida promedio no sea inferior a 2 (dos) años y su entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17.
- vi. Las emisiones realizadas a partir del 7 de enero 2021 de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que fueran entregadas a acreedores para refinanciar deudas preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital antes del 2023, el monto equivalente a los intereses que se devengarían hasta el 31 de diciembre de 2022 por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados.
- vii. Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para la cancelación a partir de su vencimiento de obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30.8.19.
- viii. Las entidades también podrán dar acceso al mercado de cambios para la cancelación a partir de su vencimiento de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales pendientes al 30.8.19.
- ix. El acceso al mercado de cambios con anterioridad al vencimiento requerirá la conformidad previa del BCRA excepto que la operación encuadre en alguna de las siguientes situaciones y se cumplan la totalidad de las condiciones estipuladas en cada caso.



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 punto 3.8 del T.O. sobre Exterior y Cambios establece la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC por parte de personas humanas residentes para la constitución de ciertos activos externos, ayuda familiar y para la operatoria de derivados (con excepción las referida en el punto 3.12.1.del T.O. sobre Exterior y Cambios) 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. En caso de que el monto no supere los US\$200, las entidades podrán dar acceso al MLC en tanto se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

- La cancelación de obligaciones entre residentes en el marco de lo dispuesto en el punto 3.6., incluyendo las financiaciones otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra.
 - i. La compra de moneda extranjera para ser aplicada simultáneamente a la compra de inmuebles en el país con créditos hipotecarios en el marco de lo previsto en el punto 3.9.
 - ii. los retiros de efectivo con tarjetas de débito realizados en el exterior con débito en cuentas locales en pesos del cliente según lo previsto en el punto 4.1.1.
 - iii. los consumos efectuados con tarjeta de débito en el exterior con débito en cuenta local en pesos según lo previsto en el punto 4.1.2
- La operación se curse con débito en cuenta del cliente en entidades financieras locales o el uso de efectivo de moneda local por parte del cliente no supere el equivalente a USD 100 (cien dólares estadounidenses) en el mes calendario en el conjunto de las entidades y por el conjunto de los conceptos señalados.
- El cliente no haya excedido en el mes calendario anterior los límites mencionados precedentemente.
- El cliente se compromete a no concertar en el país operaciones de títulos valores con liquidación en moneda extranjera a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 (noventa) días corridos subsiguientes.
- El cliente no registre financiaciones pendientes de cancelación que correspondan a:
 - i. refinanciaciones previstas en el punto 1.1.1. de las normas sobre “Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)”.
 - ii. “Créditos a Tasa Cero”, “Créditos a Tasa Cero Cultura” o “Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas”, previstas en los puntos 1.1.2. y 1.1.3. de las normas sobre “Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)”.

Por otro lado, el artículo 1° de la Resolución General N° 808 de la CNV 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 del 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 punto 3.9 del T.O. sobre Exterior y Cambios que está permitido el acceso al MLC 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.

Asimismo, el punto 3.6.5 del T.O. sobre Exterior y Cambios establece que cuando los montos imputados a los consumos en el exterior con tarjeta de débito con débito en cuentas locales en Pesos y los montos en moneda extranjera adquiridos para la cancelación de obligaciones entre residentes -incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito- superen los US\$200 mensuales (incluyendo aquellos utilizados para la constitución de activos externos), la deducción será trasladada a los máximos computables de los meses subsiguientes hasta completar el monto adquirido.



La AFIP, a través de la Resolución AFIP 4815/2020, estableció sobre las operaciones alcanzadas por el Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (“PAIS”) y para los sujetos definidos en el artículo 36 de la Ley N° 27.541 de Solidaridad y Reactivación Productiva (“Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva”) y su modificación que revistan la condición de residentes en el país, en los términos del artículo 116 y siguientes de la Ley de Impuestos a las Ganancias, la percepción del treinta y cinco por ciento (35%) sobre los montos en Pesos que, para cada caso, se detallan en el artículo 39 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva.

Dichas percepciones tendrán el carácter de impuesto ingresado y serán computables en la declaración jurada anual del impuesto a las ganancias o, en su caso, del impuesto sobre los bienes personales, correspondientes al período fiscal en el cual fueron practicadas.

Adicionalmente, la Resolución AFIP 4815/2020 establece un régimen de devolución para aquellos sujetos a quienes se les hubieran practicado las percepciones establecidas y que no sean contribuyentes del impuesto a las ganancias o, en su caso, del impuesto sobre los bienes personales.

Compra de moneda extranjera por parte de no residentes

El punto 3.13 del T.O. sobre Exterior y Cambios dispone que se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC por parte de no residentes para la compra de moneda extranjera.

Se exceptúan de lo establecido en el 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. d) 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) u otros organismos previsionales y/o rentas vitalicias previsionales previstas por el art. 101 de la Ley N° 24.241, por hasta el monto percibido por tales conceptos en los últimos 30 días corridos y en la medida que la transferencia se efectúe a una cuenta bancaria de titularidad del beneficiario en su país de residencia registrado. e) Compra de billetes en moneda extranjera de personas humanas no residentes en concepto de turismo y viajes por hasta un monto máximo equivalente a USD 100 (cien dólares estadounidenses) 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 (noventa) 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. f) Transferencias a cuentas bancarias en el exterior de personas humanas por los fondos que percibieron en el país asociados a los beneficios otorgados por el Estado Nacional en el marco de las Leyes 24043, 24411 y 25914 y concordantes. g) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado por el mercado de cambios a partir del 2.10.2020 y la repatriación tenga lugar como mínimo 2 (dos) años después de su ingreso. h) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que cuente con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/22)", por el equivalente del monto a repatriar.

Asimismo, mediante la Comunicación “A” 7272 se estableció que los no residentes no podrán concertar en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera, con excepción de la venta de los títulos valores que hayan sido adquiridos en el país con liquidación en moneda extranjera a partir del 16.09.2020 y hubieran permanecido en la cartera del no residente por un plazo no inferior al año.



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 punto 3.10 del T.O. sobre Exterior y Cambios 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 punto 3.12 del T.O. sobre Exterior y Cambios 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

Nuevo Régimen de Promoción de Inversiones para la Exportación

El 7 de abril de 2021, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto N° 234/2021 que estableció el Régimen de Fomento, con el objetivo, entre otros, de incrementar las exportaciones de bienes y promover el desarrollo económico sostenible. El Ministerio de Economía y el Ministerio de Desarrollo Productivo serán las autoridades de aplicación del Régimen de Fomento.

El Régimen de Fomento incluye inversiones para nuevos proyectos productivos en, entre otras, las actividades forestales, mineras, hidrocarburíferas, manufactureras y agroindustriales, así como la ampliación de las unidades de negocio existentes, que requieran inversión para aumentar su producción. Los beneficios del régimen no aplican a commodities como trigo, maíz, soja y biodiesel, entre otros. Si bien los entes reguladores podrán incluir y/o excluir actividades del Régimen de Fomento, el Decreto establece que no se afectarán los derechos adquiridos.

Los requisitos son los siguientes:

- (a) Pueden presentarse tanto personas jurídicas como físicas, residentes o no residentes;
- (b) Presentación de un "Proyecto de Inversión para la Exportación" consistente en una inversión directa mínima de cien millones de Dólares (U\$S 100.000.000);
- (c) Los beneficiarios deberán cumplir con los términos y condiciones de los proyectos presentados y aprobados por los reguladores;
- (d) No podrán postularse al Régimen de Fomento las personas físicas y jurídicas cuyos representantes o directores hayan sido condenados por ciertos delitos con penas de prisión y/o inhabilitación por un tiempo determinado, (ii) las personas físicas y jurídicas que tengan deudas tributarias o previsionales vencidas e impagas, o a las que se les haya impuesto el pago de impuestos, tasas, multas o recargos por resolución

judicial o administrativa firme en materia aduanera, cambiaria, tributaria o previsional, y (iii) las personas que hayan incumplido, sin justificación, sus obligaciones en relación con otros regímenes de promoción.

Una vez verificados los requisitos pertinentes, la autoridad de aplicación aprobará el proyecto y emitirán un "Certificado de Inversión en Exportación" a los efectos de acceder a los beneficios establecidos por el Régimen de Promoción, que tendrá una duración de 15 años.

Los beneficiarios que participen del Régimen de Fomento podrán aplicar hasta el 20% de los ingresos en moneda extranjera obtenidos por las exportaciones relacionadas con el proyecto a (i) pago de capital e intereses de deudas financieras o comerciales con el exterior, (ii) pago de dividendos y (iii) repatriación de inversiones directas de no residentes. No obstante, este beneficio no superará un máximo anual equivalente al 25% del importe bruto de las divisas liquidadas por dicho beneficiario a través del mercado de divisas para financiar el desarrollo del proyecto. Para estimar el monto bruto de las divisas liquidadas por el beneficiario en el Mercado Cambiario para financiar el proyecto, no se tomarán en cuenta los flujos de divisas provenientes de las exportaciones.

Los beneficios del Régimen de Fomento cesarán (i) al vencimiento del plazo de utilización, (ii) en determinados casos, cuando el beneficiario deje de tener capacidad para desarrollar la actividad motivo del proyecto de inversión, según lo establecido en el régimen aplicable, o (iii) si el beneficiario incumple sus obligaciones bajo este Régimen de Promoción sin justificación.

El punto 7.10 del T.O. Comunicación 7490 establece que se admitirá la aplicación de cobros en divisas por exportaciones de bienes que correspondan a proyectos comprendidos en el Régimen de Fomento en los términos fijados por la autoridad de aplicación, para las siguientes operaciones: (a) pago a partir del vencimiento de capital e intereses de deudas por la importación de bienes y servicios; (b) pago a partir del vencimiento de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior; (c) pago de utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados; y (d) repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales.

Tales aplicaciones estarán sujetas al cumplimiento de las siguientes condiciones:

- monto aplicado no supere el 20% del monto en divisas que corresponde al permiso de exportación cuyos cobros se aplican;
- el monto aplicado en el año calendario no supere el equivalente al 25% del monto bruto de las divisas ingresadas por el mercado de cambios para financiar el desarrollo del proyecto que genera las exportaciones aplicadas. Dicho monto bruto surgirá del monto acumulado de las liquidaciones efectuadas en el mercado de cambios a partir del 07 de abril 2021 en concepto de (a) endeudamientos financieros con el exterior y (b) aportes de inversión extranjera directa. Las liquidaciones podrán ser computadas una vez transcurrido un año calendario desde su liquidación en el mercado de cambios;
- Cuando los proyectos incluidos contemplen inversiones superiores a US\$ 500.000.000, los beneficiarios podrán optar por acceder a un beneficio ampliado. El monto del beneficio de libre aplicación no podrá superar un máximo anual equivalente al 40% del monto bruto de las divisas ingresadas por el mercado de cambios para financiar el desarrollo del proyecto que genera las exportaciones aplicadas.
- Cuando los proyectos incluidos contemplen inversiones superiores a US\$ 1.000.000.000, los beneficiarios podrán optar por acceder a un beneficio ampliado. El monto del beneficio de libre aplicación no podrá superar un máximo anual equivalente al 60% del monto bruto de las divisas ingresadas por el mercado de cambios para financiar el desarrollo del proyecto que genera las exportaciones aplicadas.
- los exportadores que opten por este mecanismo deberán designar una entidad financiera local para que realice el seguimiento del proyecto comprendido en el Régimen de Fomento.



Asimismo, los cobros de exportación de bienes recibidos por un exportador que resulten elegibles para ser aplicados a los conceptos arriba mencionados y no sean aplicados de forma simultánea podrán quedar depositados hasta su aplicación en las cuentas corresponsales en el exterior de entidades financieras locales y/o en cuentas locales en moneda extranjera de entidades financieras locales. En caso de que la aplicación no hubiese tenido lugar al momento del vencimiento del plazo para la liquidación de divisas del correspondiente permiso de embarque, el exportador podrá solicitar a la entidad encargada del seguimiento que dicho plazo sea ampliado hasta la fecha en que se estima se efectuará la aplicación.

Obligaciones de las entidades con no residentes por garantías financieras otorgadas a partir del 1 de octubre de 2021

Las entidades financieras locales podrán acceder al mercado de cambios para hacer frente a sus obligaciones con no residentes por garantías financieras otorgadas a partir del 1 de octubre de 2021, en la medida que se reúnan la totalidad de las siguientes condiciones: (i) el otorgamiento de la garantía fue un requisito para la concreción de un contrato de obras o provisión de bienes y/o servicios que implicaba, en forma directa o indirecta, la realización de exportaciones de bienes y/o servicios de residentes argentinos; (ii) la garantía se emite por pedido del residente que proporcionará los bienes o servicios y está asociada al cumplimiento de los contratos de obras o provisión de bienes y/o servicios por su parte o por una empresa no residente bajo su control que tendrá a su cargo la ejecución del contrato; (iii) la contraparte del mencionado contrato es un no residente no vinculado con el residente que exportará los bienes y/o servicios; (iv) el beneficiario del pago es la contraparte no residente o una entidad financiera del exterior que haya otorgado garantías por el fiel cumplimiento de contratos de obras o provisión de bienes y/o servicios por parte del exportador o una empresa no residente que controla; (v) el monto de la garantía que otorga la entidad financiera local no supera el valor de las exportaciones de bienes y/o servicios que realizará el residente a partir de la ejecución del contrato de obras o provisión de bienes y/o servicios; y (vi) el plazo de vigencia de la garantía no excede los 180 días corridos de la fecha de embarque de bienes locales o finalización de la prestación de servicios, relacionados con el contrato objeto de la garantía.

Canjes y arbitrajes con clientes

El punto 3.14 del T.O. sobre Exterior y Cambios permite a las entidades llevar a cabo con sus clientes operaciones de canje y arbitraje no asociadas a un ingreso de divisas desde el exterior en los siguientes casos: (i) Transferencia de divisas al exterior de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior; (ii) Transferencia de divisas al exterior por parte de centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos del Tesoro Nacional, cuya operación forma parte del proceso de pago a solicitud de las centrales de depósito colectivo del exterior; (iii) Transferencia de divisas al exterior de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas de remesadoras en el exterior por hasta el equivalente de USD 500 (quinientos dólares estadounidenses) en el mes calendario y en el conjunto de las entidades. Las entidades deberán contar con una DDJJ del cliente que la transferencia tiene por objeto colaborar con la manutención de residentes argentinos que han debido permanecer en el exterior en virtud de las medidas adoptadas en el marco de la pandemia COVID-19. La posibilidad de realizar estas transferencias deberá ser ofrecida a sus clientes por las entidades financieras a través de sus canales electrónicos; (iv) Las operaciones de arbitraje que no impliquen transferencias al exterior podrán realizarse sin restricciones en la medida que los fondos se debiten de una cuenta en moneda extranjera del cliente en una entidad financiera local. En la medida que los fondos no sean debitados de una cuenta en moneda extranjera del cliente, estas operaciones solo podrán ser realizadas, sin conformidad previa del BCRA, por personas humanas hasta el monto admitido para el uso de efectivo en los puntos 3.8. y 3.13; (v) Las operaciones de canje y arbitraje de personas humanas no residentes podrán realizarse sin restricciones en la medida que los fondos resultantes sean acreditados en una "Caja de ahorro para turistas" prevista en las normas sobre "Depósitos de ahorro, cuenta sueldo y especiales"; (vi) Las restantes operaciones de canje y arbitraje podrán realizarse con clientes sin la conformidad previa del BCRA en la medida que, de instrumentarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan realizarse sin dicha conformidad de acuerdo con las normas cambiarias vigentes. Ello también resulta de aplicación a las centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos en moneda extranjera abonados en el país. En caso de que la transferencia



corresponda a la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la entidad deberá debitar el monto enviado al exterior. Cuando la entidad decida el cobro de una comisión y/o cargo por estas operaciones, ésta deberá instrumentarse a través de un concepto individualizado específicamente; (vii) Transferencia de divisas al exterior de clientes desde sus cuentas locales en moneda extranjera para pagos de importaciones de bienes por operaciones asociadas a una declaración SIRA en la medida que se cumplan los requisitos normativos establecidos para ese tipo de pago; (viii) Transferencia de divisas al exterior de clientes desde su "Cuenta especial para el régimen de fomento de la economía del conocimiento. Decreto N° 679/22" en la medida que se cumplan los requisitos normativos establecidos a tales efectos.

Cancelación de líneas de crédito comerciales del exterior por parte de entidades financieras.

El punto 3.15 del T.O. sobre Exterior y Cambios establece que las entidades financieras tendrán acceso al MLC 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.

Operaciones con títulos valores

Dispone el punto 4.3 del T.O. sobre Exterior y Cambios, que las transacciones de títulos valores concertadas en el exterior no podrán liquidarse en Pesos en el país, pudiéndose liquidar en Pesos en el país solamente aquellas operaciones concertadas en el país.

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.

El punto 4.3 del T.O. sobre Exterior y Cambios dispone que no podrán concertar en el país ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera, canjes de títulos valores por otros activos externos o transferirlos a entidades depositarias del exterior:

- acceder al mercado de cambios para realizar compras de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, en los términos del punto 3.8. de las normas sobre "Exterior y cambios";
- realizar las operaciones enunciadas en el punto 4.3.2. de las normas de "Exterior y cambios";
- los beneficiarios de refinanciamientos previstas en el punto 2.1.1. de las normas sobre "Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su cancelación total;
- los beneficiarios de "Créditos a Tasa Cero", "Créditos a Tasa Cero Cultura" o "Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas", previstas en los puntos 2.1.2. y 2.1.3. de las normas sobre "Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su cancelación total;
- los beneficiarios de financiamientos en Pesos comprendidas en el punto 2. de la Comunicación "A" 6937, en los puntos 2. y 3. de la Comunicación "A" 7006 y normas complementarias; hasta su cancelación total;
- los beneficiarios de lo dispuesto en el artículo 2° del Decreto N° 319/2020 y normas complementarias y reglamentarias. mientras dure el beneficio respecto a la actualización del valor de la cuota;
- aquellas personas humanas alcanzados por la Resolución Conjunta de la Presidenta del Honorable Senado de la Nación y del Presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación N° 12/2020 del 1° de octubre de 2020.



No quedan comprendidas en lo indicado precedentemente las transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior que realice el cliente con el objeto de participar de un canje de títulos de deuda emitidos por el Gobierno Nacional, gobiernos locales u emisores residentes del sector privado. El cliente deberá presentar la correspondiente certificación por los títulos de deuda canjeados. 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 los salarios complementarios del ATP acordados en el marco del artículo 8º del Decreto Nº332/2020, según fuera modificado y complementado de tiempo en tiempo. En este sentido, la Sociedad no ha sido beneficiaria, en su carácter de empleadora, del ATP.

Por otra parte, mediante Resolución General 871/2020 (conforme fuera modificada por la Resolución General 878/2021) la CNV estableció que para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de tres (3) días hábiles contados a partir de su acreditación en el agente depositario. A su vez, en el caso de operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local el plazo mínimo de permanencia en cartera a observarse será de un (1) día hábil a computarse de igual forma. Estos plazos mínimos de tenencia no serán de aplicación cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera.

Asimismo, para dar curso a transferencias de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional a entidades depositarias del exterior, debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de tres (3) días hábiles, contados a partir su acreditación en el agente depositario, salvo en aquellos casos en que la acreditación en dicho agente depositario sea producto de la colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o se trate de acciones y/o certificados de depósito argentinos (CEDEAR) con negociación en mercados regulados por la CNV. Los agentes de liquidación y compensación y los agentes de negociación deberán constatar el cumplimiento del plazo mínimo de permanencia de los valores negociables antes referido.

En cuanto a las transferencias receptoras, la Resolución General 871/2020 estableció que 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 moneda extranjera y en jurisdicción extranjera hasta tanto hayan transcurrido tres (3) días hábiles desde la citada acreditación en la/s subcuenta/s en el mencionado custodio local. En el caso que dichos valores negociables sean aplicados a la liquidación de operaciones en moneda extranjera y en jurisdicción local, el plazo mínimo de tenencia será de un (1) día hábil a computarse de igual forma. Por otra parte, se estableció que en las operaciones, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo, de compraventa de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en Dólares emitidos por la República Argentina bajo ley local, por parte de las subcuentas alcanzadas por lo dispuesto en el artículo 6º del Capítulo V del Título VI y que asimismo revistan el carácter de Inversores Calificados, se deberá observar:

- (i) Para el conjunto de esos valores negociables, la cantidad de valores nominales comprados con liquidación en Pesos no podrá ser superior a la cantidad de valores nominales vendidos con liquidación en dicha moneda, en la misma jornada de concertación de operaciones y por cada subcuenta comitente;
- (ii) Para el conjunto de esos valores negociables, la cantidad de valores nominales vendidos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local no podrá ser superior a la cantidad de valores nominales comprados con liquidación en dichas moneda y jurisdicción, en la misma jornada de concertación de operaciones y por cada subcuenta comitente; y
- (iii) Para el conjunto de esos valores negociables, la cantidad de valores nominales vendidos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera no podrá ser superior a la cantidad de valores nominales comprados con liquidación en dichas moneda y jurisdicción, en la misma jornada de concertación de operaciones y por cada subcuenta comitente.

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 ATP, creado por el Decreto N° 332/2020, conforme a los plazos y requisitos dispuestos por la DECAD-2020-817-APN-JGM de fecha 17 de mayo de 2020 y modificatorias. Asimismo, dicha declaración jurada deberá incluir la mención de que la persona no se encuentra alcanzada por ninguna restricción legal o reglamentaria para efectuar las operaciones y/o transferencias mencionadas.

Por su parte, la Resolución General 895/2021 establece un período de permanencia mínimo de dos días hábiles para dar curso a operaciones de venta de Valores Negociables con liquidación en moneda y jurisdicción extranjera, contados a partir de su acreditación en el Agente Depositario, cuando dichos Valores Negociables hayan sido comprados con liquidación en moneda extranjera en jurisdicción local.

En el caso de operaciones de compraventa de Valores Negociables de renta fija nominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por la República Argentina, establecen en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo, por parte de las subcuentas comitentes no alcanzadas por lo dispuesto en la sección “agentes inscriptos y cartera propia”, y para el conjunto de esos valores negociables, el deber de observar, al cierre de cada semana del calendario, que la cantidad de Valores Negociables vendidos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera no sea superior a: (i) 50.000 nominales respecto de la cantidad de VN, emitidos bajo Ley local, comprados con liquidación en dicha moneda y jurisdicción; y (ii) 50.000 nominales respecto de la cantidad de VN, emitidos bajo Ley extranjera, comprados con liquidación en dicha moneda y jurisdicción.

Regímenes Informativos del BCRA

Anticipo de operaciones cambiarias

Las entidades autorizadas a operar en cambios deberán remitir al BCRA, al cierre de cada jornada y con una antelación de 2 días hábiles, la información sobre las operaciones de egresos que impliquen un acceso al MLC, cuando alcancen determinados montos.

A partir del 5 de octubre de 2021, dicho reporte deberá ser preparado por parte de las entidades para las operaciones a concretarse a partir del 6 de octubre de 2021, inclusive, cuando dichas operaciones de egresos impliquen un acceso al MLC por un monto diario que sea igual o superior al equivalente a US\$ 10.000 (diez mil dólares estadounidenses). En este sentido, los clientes de las entidades autorizadas deberán informar a las mismas con la antelación necesaria para que dichas entidades puedan dar cumplimiento al presente régimen informativo y, de esta manera, en la medida que simultáneamente se cumplan los restantes requisitos establecidos por las Normas Cambiarias, dar curso a las operaciones de cambio.

Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes

El punto 3.16.5 del T.O. sobre Exterior y Cambios por la que resolvió establecer el “Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes”. Los exportadores e importadores que, por su grado de significatividad en función de los volúmenes operados, en sus actividades de exportación y/o de importación de bienes, sean declarados sujetos obligados, deben registrarse antes del 30 de abril de 2021.

A partir del 1 de mayo de 2021, las entidades deberán contar con la conformidad previa del BCRA para dar curso a aquellas operaciones que correspondan a egresos por el MLC –incluyendo aquellas que se concreten a través de canjes o arbitrajes de los sujetos obligados a cumplimentar el “Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes” cuyo trámite conste como “No inscripto”.



Resoluciones de la CNV

Resolución General CNV N° 841

La Resolución General N° 841 de la CNV del 25 de mayo de 2020 estableció un plazo de tenencia mínimo de cinco (5) días hábiles, desde la acreditación de los valores negociables en el agente depositario, para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior. Dicho plazo no será de aplicación cuando: (i) se trate de una compra de valores negociables en moneda extranjera y venta de dichos valores negociables en moneda extranjera contra la misma jurisdicción de liquidación que la compra; y (ii) se trate de compras de valores negociables con liquidación en jurisdicción extranjera y venta en moneda extranjera contra jurisdicción local, salvo en los supuestos establecidos en el artículo 1° del Título XVIII, Capítulo V, de las Normas de la CNV.

Resolución General CNV N° 843

La Resolución General N° 843 de la CNV del 19 de junio de 2020 estableció una serie de medidas complementarias a la Resolución General de la CNV N° 841, que se listan a continuación: (i) establecimiento de un plazo mínimo de tenencia de cinco (5) días hábiles, desde la acreditación en la/s subcuenta/s del custodio local, para que los valores negociables provenientes de entidades depositarias del exterior y acreditados en el custodio local puedan ser aplicados a la liquidación de operaciones en moneda extranjera; (ii) que la concertación y liquidación de operaciones en moneda nacional con valores negociables admitidos al listado y/o negociación en la 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) que (a) 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, y (b) 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. Dicha documentación respaldatoria deberá ser remitida a CNV por los mercados y asimismo relevada en oportunidad de realizar auditorías a los agentes inscriptos.

Resolución General CNV N° 856

Mediante la Resolución General N° 856 de la CNV del 15 de septiembre de 2020 se establecieron ciertas modificaciones y medidas complementarias a lo determinado por las Resoluciones Generales N° 841 y 843, entre las que se encuentran: (i) eliminar el período de permanencia de valores negociables, permitiendo que las personas humanas que adquieren activos en moneda extranjera no deban observar un período de permanencia en cartera, tanto si la liquidación es en moneda extranjera o en Pesos; (ii) fijar un período de permanencia mínimo de quince (15) días hábiles para transferir valores negociables, adquiridos con liquidación en moneda nacional, a entidades depositarias del exterior, contados a partir de su acreditación en el Agente Depositario; (iii) establecer un período de permanencia mínimo de quince (15) días hábiles, para que puedan utilizar en la liquidación de operaciones en moneda nacional los valores negociables transferidos desde depositarias del exterior a depositarias del país; (iv) precisar, que las operaciones concertadas en mercados del exterior como cliente por las subcuentas de titularidad de los Agentes inscriptos deben realizarse, exclusivamente, en mercados autorizados y regulados por una entidad gubernamental, que no pertenezcan a países no cooperantes a los fines de la transparencia fiscal en los términos del



artículo 24 del Anexo del Decreto N° 862/2019; y (v) las restricciones vigentes en relación con el plazo de permanencia de los valores negociables resultarán aplicables tanto a personas humanas como jurídicas.

Resolución General CNV N° 861

Con fecha 8 de octubre de 2020, la CNV emitió la Resolución General N° 861/2020 mediante la cual se aprueba la reglamentación sobre el refinanciamiento de deuda privada mediante una oferta de canje o integración de nuevas emisiones de obligaciones negociables. De este modo, a los fines de cumplir con el requisito de colocación por oferta pública, se establece que (i) la nueva emisión deberá ser suscripta por acreedores de la sociedad cuyas obligaciones negociables sin oferta pública y/o créditos preexistentes representen un porcentaje que no exceda el 30% del monto total efectivamente colocado; y (ii) el porcentaje restante sea suscripto e integrado en efectivo o mediante la integración en especie entregando obligaciones negociables originalmente colocadas por oferta pública, siempre que la emisión sea suscripta e integrada por personas que se encuentren domiciliadas en el país o en países que no se encuentren incluidos en el listado de jurisdicciones no cooperantes a los fines de la transparencia fiscal. Asimismo, para garantizar la transparencia del proceso, establece la obligatoriedad de poner a disposición de la CNV la documentación que acredite la existencia de los valores negociables objeto del canje, demás acreencias, su estado, valor y registros contables, los esfuerzos de colocación y la adjudicación de los mismos en el marco del proceso de colocación. De igual modo, la Resolución 861/2020 determina las pautas a los fines de calcular el porcentaje máximo del 30% que podrán representar las nuevas obligaciones negociables integradas con obligaciones negociables privadas y/o créditos preexistentes.

Por otro lado, prevé que, en los casos en que la reestructuración se alcance a través de un acuerdo preventivo extrajudicial o concurso preventivo, el requisito de oferta pública se considere cumplido cuando las obligaciones negociables objeto de la reestructuración hubiesen sido colocadas por oferta pública en cumplimiento de la normativa aplicable.

Por último, prevé la reducción del período de difusión de un (1) día hábil para el caso de emisiones dirigidas exclusivamente a inversores calificados, con excepción de las emisiones destinadas a la refinanciación de deudas sin oferta pública.

Resolución General CNV N° 862

Con fecha 19 de octubre de 2020 la CNV emitió la Resolución General CNV N° 862, mediante la cual se modificó la Resolución General N° 856, en relación al plazo mínimo de permanencia. De esta forma, se estableció un plazo mínimo de permanencia de tres (3) días hábiles para (i) dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera (contados a partir de la acreditación en el agente depositario) (este plazo mínimo de permanencia no se aplicará cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera), (ii) transferencias de valores adquiridos con liquidación en Pesos a entidades depositarias del exterior (contados desde la fecha de acreditación en el agente depositario), salvo que sean valores emitidos por el Tesoro Nacional en el mercado primario o se trate de acciones y/o certificados de depósito argentinos (cedear) con negociación en mercados regulados por la CNV y (iii) efectuar liquidaciones en el mercado local de valores negociables transferidos desde entidades depositarias del exterior a una local (contados desde la fecha de acreditación en la/s subcuenta/s del custodio local) (este plazo mínimo de permanencia no se aplicará cuando se trate de liquidaciones en Pesos de acciones y/o certificados de depósito argentinos (cedear) con negociación en mercados regulados por la CNV. El plazo mínimo de permanencia es aplicable tanto a personas humanas como jurídicas. Los agentes de liquidación y compensación y los agentes comerciales serán responsables de certificar el cumplimiento del requisito del plazo mínimo de permanencia.

Resolución General CNV N° 871

Con fecha 26 de noviembre de 2020, la CNV publicó la Resolución General N° 871, en base a la cual introdujo modificaciones a las disposiciones que surgían de la Resolución General N° 862. En línea con ello, para dar curso a



operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera en el mercado local, como así también para utilizar en la liquidación de operaciones en el mercado local los valores negociables transferidos desde depositarias del exterior a depositarias del país, se reduce el período de permanencia mínimo a dos días hábiles. Se redujo a tres días hábiles el período de permanencia para las operaciones que importen la venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera en jurisdicción extranjera o transferencias de valores negociables adquiridos mediante la liquidación en Pesos, a depositarias del exterior. Asimismo, se elimina toda restricción para la venta de activos con liquidación en Pesos por lo que ya no tiene vigencia el plazo de permanencia de tres días hábiles para personas humanas y jurídicas que realizan una transferencia receptora y luego venden el valor negociable con liquidación en moneda local. Finalmente, se modifican las regulaciones específicas vigentes para la concertación y liquidación de operaciones por parte de los Agentes inscriptos ante la CNV para cartera propia, para adecuarlas al segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo.

Resolución General CNV N° 878

Con fecha 11 de enero de 2021, la CNV publicó la Resolución General N° 878, por medio de la cual modifica, entre otras cuestiones, la Resolución General N° 871, acortando el plazo mínimo de permanencia de 2 días hábiles a 1 día hábil, para (i) dar curso a operaciones de venta en jurisdicción local de valores negociables con liquidación en moneda extranjera (contados a partir de la acreditación en el agente depositario) (este plazo mínimo de permanencia no se aplicará cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera), y (ii) efectuar liquidaciones en jurisdicción local de valores negociables transferidos desde entidades depositarias del exterior a una local (contados desde la fecha de acreditación en la/s subcuenta/s del custodio local).

Resolución General CNV N° 895

Asimismo, el 8 de julio de 2021, la CNV emitió la Resolución General 895/2021, mediante la cual se reduce el período de permanencia mínimo a dos días hábiles para: (i) valores negociables con liquidación en moneda extranjera, previo a su venta en jurisdicción extranjera; (ii) valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional, previo a su transferencia a entidades depositarias del exterior; y (iii) valores negociables provenientes de entidades depositarias del exterior, previo a su venta con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera.

Resolución General CNV N° 907

Además, con fecha 6 de octubre de 2021, la CNV publicó la Resolución General 907/2021, mediante la cual dispone la aplicación del límite o cantidad máxima de valores negociables al final de cada semana de concertación de operaciones en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo, vigente a la fecha, a los valores negociables de renta fija nominados en dólares estadounidenses y emitidos bajo ley local, estableciendo que la cantidad de valores negociables vendidos con liquidación en moneda extranjera no podrá ser superior a 50.000 nominales respecto de la cantidad de valores negociables comprados con liquidación en dicha moneda, operando este límite para cada subcuenta comitente como para el conjunto de subcuentas comitentes de las que fuera titular o cotitular un mismo sujeto; contabilizando la comparación entre compras y ventas según la jurisdicción de liquidación, local o extranjera, y considerando el límite establecido para el conjunto de las operaciones con liquidación en moneda extranjera. Además, se establece como requisito previo para concertar operaciones con valores negociables con liquidación en moneda extranjera no alcanzados por lo dispuesto en el artículo 6° del Capítulo V del Título XVIII de las Normas de la CNV, o transferir valores negociables desde o hacia entidades depositarias del exterior, no haber realizado ventas con liquidación en moneda extranjera, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo, de valores negociables nominados y pagaderos en dólares estadounidenses, emitidos por la República Argentina bajo ley local, en los 30 días previos y comprometerse a no hacerlo en los 30 días corridos subsiguientes.



Resolución General CNV N° 911:

Con fecha 16 de noviembre de 2021, la CNV publicó la Resolución General 911/2021, mediante la cual modifica cómo deberá considerarse el límite para la concertación de operaciones, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo, de compraventa de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por la República Argentina bajo Ley Local. Con dicha modificación, el total de ventas con liquidación en moneda extranjera no podrá ser superior a 50.000 nominales al cierre de cada semana. De esta manera, ya no podrán ser compensadas o neteadas con las compras de estos mismos activos con liquidación en moneda extranjera.

Resolución General CNV N° 923:

Con fecha 4 de marzo de 2022, la CNV publicó la Resolución General 923/2022, mediante la cual deroga los artículos 6° y 6° BIS del Capítulo V del Título XVIII "Disposiciones Transitorias" del Texto Ordenado de las normas de la CNV. En este sentido, se elimina el cupo semanal de 50.000 valores nominales para la liquidación de títulos de deuda soberanos denominados en dólares bajo legislación local en moneda extranjera; y la concertación y liquidación de títulos de deuda soberanos denominados en dólares bajo legislación local en moneda extranjera no supondrá restricciones sobre otras operatorias en mercados regulados. Las mencionadas Resoluciones Generales de la CNV podrán ser consultadas en el sitio web: <https://www.cnv.gov.ar/sitioWeb/MarcoRegulatorio?panel=2>.

Resolución General CNV N° 930:

Con fecha 11 de mayo de 2022, la CNV aprobó el régimen especial aplicable a las empresas extranjeras con listado en el exterior. La finalidad del régimen es promover el listado en el país de empresas constituidas en el extranjero y que se encuentren autorizadas a hacer oferta pública de acciones por parte de reguladores reconocidos por la CNV y con listado y/o negociación de esos valores en mercados autorizados del exterior.

La Comisión Nacional de Valores modifica el régimen de financiamiento garantizado y no garantizado. Entre los cambios principales destacamos los siguientes:

Resolución General CNV N° 937:

Con fecha 1 de agosto de 2022, la CNV actualizó los montos máximos de emisión de obligaciones negociables (ON) en los regímenes PyME CNV y PyME CNV, Garantizada en Unidades de valor adquisitivo actualizables por el Coeficiente de estabilización de referencia (CER) previsto en la Ley N° 25.827 (UVA), los cuales quedaron fijados en UVA 19.000.000 y UVA 10.000.000, respectivamente. Asimismo, modificó el actual Régimen de Entidades de Garantía agregando que la calificación de riesgo deberá encontrarse actualizada incluyendo los últimos estados anuales o intermedios emitidos por la Entidad de Garantía y no podrá tener una antigüedad superior a los 90 días corridos previos contados a partir de la fecha de publicación del prospecto de la emisora.

Resolución General CNV N° 939:

Con fecha 24 de agosto de 2022, se aprobó la Resolución General CNV N°939, la cual determinó respecto a las asambleas a distancia que, entre otras cuestiones, deberán realizarse desde la sede social o el lugar que corresponda a la jurisdicción del domicilio social, debiendo garantizarse la posibilidad de participación en forma presencial por parte de los accionistas que así lo dispongan. Dicha resolución comenzó a regir a partir del 1° de enero de 2023.

Resolución General CNV N° 940:

La CNV incorporó una nueva Sección en el Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV a fin de incluir el "Régimen Simplificado y Garantizado para emisiones de obligaciones negociables con impacto social", que deberán cumplimentar las emisoras que se registren bajo este régimen para proceder a la emisión de Obligaciones



Negociables de Bonos Sociales, cuando dichas emisiones se encuentren totalmente garantizadas y cuenten con una evaluación de impacto social.

Resolución General CNV N° 941:

La CNV aprobó en su Resolución General CNV N°941 incorporar a la normativa el tratamiento aplicable para las Emisoras que elaboren sus EEFF en moneda funcional extranjera y definan la política contable respecto a los "Otros Resultados Integrales" generados por las diferencias de conversión originadas en las cuentas de ganancias reservadas y resultados no asignados, en virtud de no estar previsto en las NIIF, con el objeto de establecer criterios uniformes. En esa línea adecuaron el cálculo de la reserva legal, así como el cómputo del límite del 20%, considerando las diferencias de conversión. Estas nuevas disposiciones se aplicarán en los estados contables correspondientes al primer cierre de ejercicio anual con posterioridad a la entrada en vigencia de dicha resolución.

Resolución General CNV N° 942:

La CNV sustituyó el artículo 11 de la Sección IV del Capítulo I del Título XIV de las normas de la CNV (N.T. 2013 y mod.), a los fines de actualizar el monto del patrimonio neto mínimo con el que deben contar los proyectos de financiamiento colectivo, elevando el mismo a sesenta y cinco mil trescientos cincuenta unidades de valor adquisitivo (UVA) actualizables por el Coeficiente de estabilización de referencia (CER), el cual deberá surgir de sus estados contables anuales. Asimismo, sustituye los artículos 13, 14, 22, 45, 46, 48 y 56 siguientes.

Resolución General CNV N° 943:

La CNV resuelve suspender transitoriamente la percepción de la tasa de fiscalización y control correspondiente al año 2023, cuya fecha de pago y sujetos obligados se encuentran previstos en los incisos a), b), c), e) y f) del artículo 3º del Capítulo I del Título XVII de estas Normas, hasta el 17 de febrero de 2023 inclusive.

Resolución General CNV N° 944:

La CNV resuelve derogar el Capítulo XIV del TÍTULO XVIII de las normas de la CNV (N.T. 2013), y sustituye el artículo 9 de la Sección II del Capítulo II del Título XIII, en el cual incorpora ciertas reglas generales las cuales serán de aplicación en todos los procedimientos sumariales en los que intervenga la CNV. Asimismo, incorpora normas respecto del procedimiento del proceso sumario, de las facultades del conductor, de la publicidad del proceso, entre otras.

Resolución General CNV N° 946:

Con fecha 1 de enero de 2023, la CNV resolvió Sustituir el inciso n) del artículo 21 de la Sección X del Capítulo IV del Título V de las normas de la CNV, en cuanto al contenido del prospecto y/o el suplemento del prospecto, en particular, en cuanto al inciso n), sobre el procedimiento de colocación.

Resolución General CNV N° 948:

Con fecha 1 de marzo de 2023, la CNV incorporó como artículo 9º BIS de la sección I del Capítulo del Título VI de las normas de la CNV, el cual regula el marco de actuación de los mercados en ejercicio de la matrícula otorgada por la CNV. A su vez, sustituye el inciso a) del artículo 5, el cual regula las formalidades de presentación del estatuto social, respecto de la documentación mínima a presentar. Finalmente, establece, entre otras cuestiones, modificaciones respecto a los segmentos habilitados para la negociación secundaria de cheques de pago diferido, la negociación secundaria de pagarés, la oferta pública y negociación de las facturas de crédito electrónicas mipymes y respecto de las pautas generales para la negociación en mercados regulados por CNV.



Resolución General CNV N° 951:

Con fecha 1 de marzo de 2023, la CNV sustituyó el artículo II del Capítulo V del Título VI de las normas de la CNV, mediante el cual establece como regla general que todas las se realizarán a través de los Sistemas Informáticos de Negociación autorizados por la Comisión, bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, y serán garantizadas por el Mercado y por la Cámara Compensadora en su caso. Asimismo, se sustituye la sección IXI del Capítulo V, la cual define a la figura de hacedor de mercado, y establece reglas generales para su actuación, y pautas mínimas para la reglamentación de los mercados.

Resolución General CNV N° 959:

Con fecha 2 de mayo de 2023, la CNV sustituyó el artículo 2° del Capítulo V del Título XVIII de las Normas de la CNV, determinando que para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, deben observarse ciertos plazos mínimos de tenencia de dichos valores negociables en cartera. Asimismo, establece que los agentes de liquidación y compensación y los agentes de negociación no podrán dar curso ni liquidar operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, tanto en jurisdicción local como jurisdicción extranjera, correspondientes a clientes ordenantes en tanto éstos últimos mantengan posiciones tomadoras en cauciones y/o pases, cualquiera sea la moneda de liquidación. A tales efectos, establece limitaciones al otorgamiento de financiamiento para ciertas operaciones de venta, y una obligación de exigir a cada uno de los clientes una declaración jurada. Finalmente, establece plazos mínimos de tenencia para dar curso a transferencias a entidades depositarias en el exterior de valores negociables.

Resolución General CNV N° 962:

Con fecha 23 de mayo de 2023, la CNV sustituyó el artículo 5° BIS del Capítulo V del Título XVIII “Disposiciones transitorias” de las Normas de la CNV, estableciendo que a las limitaciones existentes para la realización de operaciones con cartera propia de títulos públicos denominados y pagaderos en dólares emitidos por la Argentina, se agrega el requisito de que la cantidad de nominales vendidos en operaciones de cada plazo de liquidación no superen a los nominales de dichos títulos comprados en ese mismo plazo de liquidación.

Asimismo, incorpora el artículo 6 BIS del mencionado capítulo, estableciendo que los restantes sujetos no alcanzados por lo dispuesto en el artículo 5 BIS solo podrán dar curso a órdenes para concertar ciertas operaciones de compra venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, o transferencias de valores negociables desde o hacia entidades depositarias del exterior, si: (i) en los 15 días corridos anteriores no se han concertado operaciones de venta de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en dólares emitidos por la Argentina bajo ley local y/o extranjera, con liquidación en moneda extranjera en jurisdicción local o extranjera, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo; y (ii) existe manifestación de no concretar dichas operaciones por los 15 días corridos subsiguientes.

Las mencionadas Resoluciones Generales de la CNV podrán ser consultadas en el sitio web: <https://www.argentina.gob.ar/cnv/quienes-somos/marco-regulatorio>.

La presente sección constituye únicamente un resumen de las regulaciones cambiarias vigentes en Argentina. Para obtener más información sobre las políticas cambiarias de Argentina, debe consultar a su asesor legal y leer la totalidad de las reglas aplicables mencionadas aquí, incluidas sus enmiendas, que se pueden encontrar en los siguientes sitios web: <http://www.infoleg.gov.ar> y el sitio web del Banco Central: <http://www.bcr.gov.ar>. La información contenida en estos sitios web no forma parte y no se considerará incorporada en el presente Prospecto.

Carga Tributaria

Generalidades



La siguiente descripción se basa en las leyes tributarias de Argentina en vigencia a la fecha de este Prospecto y está sujeta a cualquier modificación legislativa que pudiera aplicarse en el futuro. Las consideraciones que siguen no importan un consejo u opinión legal respecto de las transacciones que puedan realizar los suscriptores de las Obligaciones Negociables, sino una breve descripción de ciertos (y no todos) aspectos del sistema impositivo argentino vinculado con la emisión de un programa de obligaciones negociables.

En particular se señala que, el pasado 6 de diciembre de 2019 se publicó el último texto ordenado de la Ley de Impuesto a las Ganancias mediante el Decreto N° 824/2019 el que fuera reglamentado mediante el Decreto N° 862/2019 (la "Ley de Impuesto a las Ganancias"). Asimismo, el 23 de diciembre de 2019 fue publicada en el Boletín Oficial la Ley 27.541 "Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva", que, entre muchos aspectos, introduce importantes cambios al texto ordenado de la Ley del Impuesto a las Ganancias que fuera previamente modificada por la Ley 27.430 de diciembre 2017 (la "Reforma Tributaria"). El 28 de diciembre de 2019, 30 de enero de 2020 y el 1° de abril de 2020 fue reglamentada la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva por el Poder Ejecutivo de la Nación mediante el Decreto N° 99/2019.

Se recomienda a los interesados consultar a sus propios asesores impositivos acerca de las consecuencias de participar en la oferta de adquisición de Obligaciones Negociables teniendo en cuenta situaciones particulares no previstas en esta descripción, en especial las que puedan tener relación con las leyes tributarias de su país de residencia.

La Argentina tiene celebrados aproximadamente una veintena de tratados impositivos con diversos países a fin de evitar la duplicación de impuestos sobre la renta y el patrimonio. En caso que algún inversor resida a efectos impositivos en uno de los países con convenio, sus normas serán aplicables antes que la normativa local, excepto que esta última ofrezca tratamiento más favorable que el previsto convencionalmente.

No obstante que la descripción que sigue se ampara en una interpretación razonable de las normas vigentes, no puede asegurarse que las autoridades de aplicación o los tribunales concuerden con todos y cada uno de los comentarios aquí efectuados.

Impuesto a las ganancias

a) Entidades Argentinas

Los contribuyentes sujetos a las normas de ajuste impositivo por inflación conforme al Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias de la Argentina (en general, sociedades creadas o constituidas conforme a la ley argentina, sucursales locales de sociedades extranjeras, empresas unipersonales y personas físicas que desarrollan determinadas actividades comerciales en la Argentina) (las "Entidades Argentinas") tenedoras de Obligaciones Negociables que obtengan intereses y/o resultados por compraventa, cambio, permuta o disposición de obligaciones negociables están alcanzados por el impuesto a las ganancias en Argentina (el "IG"). La Ley N° 27.430 (la "Reforma Tributaria") introdujo significativas modificaciones, entre las que se puede mencionar una reducción de la alícuota aplicable a las sociedades de capital 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, inclusive. Además, se previó una retención adicional al momento en que dichas sociedades distribuyan dividendos o utilidades.

De conformidad con la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, la entrada en vigencia de la alícuota del 25%, aplicable a las sociedades de capital, ha sido diferida para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del primero de enero de 2021 inclusive, y durante el período de suspensión la alícuota aplicable a los sujetos indicados será del 30%.

No obstante, con fecha 16 de junio de 2021 fue publicada en el Boletín Oficial la Ley 27.630 que modifica la alícuota del impuesto a las ganancias con vigencia para los ejercicios fiscales o años fiscales iniciados a partir del primero de enero de 2021 inclusive. La modificación establece un sistema escalonado de alícuotas en tres segmentos y un impuesto fijo de acuerdo con el nivel de ganancia neta imponible acumulada: un primer escalón del 25% para



ganancias netas acumuladas de hasta \$ 5 millones; el segundo escalón para ganancias netas acumuladas de entre \$ 5 y \$ 50 millones, un impuesto fijo de \$1,25 millones más el 30% sobre el excedente de \$5 millones; y un último segmento para ganancias netas acumuladas superiores a \$ 50 millones, un impuesto fijo de \$ 14,75 millones más el 35% sobre el excedente de \$ 50 millones. El monto de las ganancias netas acumuladas se ajustará anualmente, a partir del primero de enero de 2022, considerando la variación anual del IPC que suministre el INDEC.

Por lo tanto, los ejercicios fiscales siguientes a 2021, serán sometidos a la actualización de los parámetros descriptos por el método mencionado anteriormente, de acuerdo a las normativas fiscales vigentes.

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.

A través de la Resolución General AFIP N° 4219/2018 se dispuso que los pagos de intereses por obligaciones negociables a personas jurídicas residentes en el país se encuentran sometidos al régimen de retención local (Resolución General N° 830).

Por último, con fecha 4 de agosto de 2021, fue publicada en el Boletín Oficial la Ley N° 27.638, conforme fuera reglamentada por medio del Decreto N° 621/2021, que sustituye, con aplicación a partir del período fiscal 2021 y siguientes, el segundo párrafo del inciso h) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones, estableciéndose que la exención dispuesta en dicho inciso también comprenderá a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva, que establezca el Poder Ejecutivo nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule.

Posteriormente, mediante el Decreto N° 621/2021 el Poder Ejecutivo estableció los requisitos que deben cumplir tales instrumentos para quedar comprendidos en la exención. Entre otras cuestiones, el referido decreto establece que la CNV y AFIP deberán dictar las normas complementarias pertinentes y que la AFIP publicará un listado en el que, taxativamente, se especifique cada uno de los instrumentos que cumplan los requisitos impuestos, para lo cual los organismos de contralor de que se trate deberán remitir información a la AFIP.

Con fecha 3 de enero de 2022, la CNV publicó la Resolución General 917/2021, reglamentando el Decreto 621/2021 y estableciendo los requisitos que deberán cumplimentar los instrumentos financieros que se liquiden en moneda nacional para gozar de las exenciones previstas en la Ley 27.638. Asimismo, dicha Resolución fija un régimen de información estableciendo quienes son los sujetos obligados a cumplimentarlo, así como la forma y el plazo en que deberá ser remitida la información a la CNV, con el objeto de que sean identificables para el inversor aquellos instrumentos que cumplen con los requisitos para gozar de las exenciones establecidas en la Ley 27.638.

En este sentido, el incumplimiento por parte de los sujetos obligados de los deberes de información previstos en la citada Resolución, podría derivar en que los potenciales inversores dejen de gozar de las exenciones impositivas respecto al impuesto a las ganancias y/o al impuesto a los bienes personales. Asimismo, dado que las exenciones impositivas aplican a la colocación de instrumentos emitidos en moneda nacional, aquellos tenedores de obligaciones negociables que se encuentren denominadas en moneda extranjera tampoco gozarán de las exenciones impositivas previstas por el Decreto 621/2021.

Para aquellas futuras emisiones a realizarse bajo el presente Programa, la Emisora se compromete a manifestar si las mismas cumplen con los requisitos establecidos en el Decreto 621/2021.

Por medio de la Ley N° 27.702, publicada en el Boletín Oficial con fecha 30/11/2022, se prorroga hasta el 31 de diciembre de 2027, la vigencia del Impuesto a las Ganancias, del Impuesto sobre los Bienes Personales y del Impuesto a los Débitos y Créditos en cuentas bancarias.

- b) Personas humanas residentes en Argentina y sucesiones indivisas radicadas en Argentina

Para el caso de las personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en Argentina, las ganancias de fuente argentina que se obtengan de intereses de las obligaciones negociables y de resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta o disposición, se encontrarán exentos del IG, en virtud de lo dispuesto por el artículo 33 y 34 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y del inciso h) y u) del artículo 26 de la Ley del Impuesto a las Ganancias.

De acuerdo al último párrafo del inciso u) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, la exención respecto de los valores alcanzados por el artículo 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, se aplicará en la medida que dichos valores coticen en bolsas o mercados autorizados por la CNV.

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva reestableció la vigencia de los incisos 3 y 4 del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, que habían sido derogados por el artículo 81 de la Reforma Tributaria. En virtud de dichos incisos del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, estarán exentos de IG los resultados provenientes de la compraventa, cambio, permuta, conversión y disposición de las obligaciones negociables, así como los intereses, actualizaciones y ajustes de capital originados en las obligaciones negociables.

De conformidad con el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, los intereses bajo las Obligaciones Negociables estarán exentos si se cumplen las siguientes condiciones (las “Condiciones del Artículo 36”):

- (a) las Obligaciones Negociables deben ser colocadas por oferta pública autorizada por la CNV en cumplimiento de la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV;
- (b) los fondos provenientes de la emisión deben ser utilizados para (A) inversiones en activos físicos situados en la Argentina, (B) capital de trabajo a ser utilizado en la Argentina, (C) refinanciamiento de pasivos, (D) adquisición de fondos de comercio situados en la Argentina (E) integración de aportes de capital a sociedades controladas o vinculadas a la Emisora y/o (F) adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial, siempre que el producido se aplique para los fines especificados en los puntos (A), (B) (C), (D), (E) y/o (F) precedentes, y
- (c) en la oportunidad y del modo estipulado por las reglamentaciones la Emisora debe acreditar ante la CNV que los fondos provenientes de la colocación se utilizaron para los fines descritos en la sección (b) precedente.

La CNV está facultada a reglamentar y fiscalizar, en el ámbito de su competencia, las condiciones establecidas en el artículo 20 w) de la Ley de IG.

La Emisora se ha comprometido a que cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables será emitida de acuerdo con las Condiciones del Artículo 36 y la CNV ha autorizado la creación del Programa, conforme a la Resolución N° 18.903 de fecha 17 de agosto de 2017. Después de la emisión de una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, la Emisora debe presentar ante la CNV la documentación que exigen las Normas de la CNV.

Si la Emisora no cumple con las Condiciones del Artículo 36, el artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables dispone que, sin perjuicio de las sanciones que pudieran corresponder por la aplicación de la Ley N° 11.683, decaen 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, la Emisora debería tributar, en concepto de IG, 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 Emisora será responsable del pago de dicho impuesto de modo tal que los Tenedores perciban el monto de intereses establecido en las Obligaciones Negociables como si no hubiera sido obligatorio el pago de tales impuestos. Remitirse asimismo a la sección “De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Montos Adicionales”.

Adicionalmente al restablecimiento del punto 4 del artículo 36 bis de la Ley N° 23.576, conforme inciso h) del artículo 26 de la Ley del Impuesto a las Ganancias, la exclusión de beneficios del 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 de Buenos Aires, no tendrán efecto en el impuesto a las ganancias para las personas humanas



y sucesiones indivisas residentes en el país- no resultará de aplicación para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina.

De no aplicar la exención, los intereses y las ganancias derivadas de la enajenación de las Obligaciones Negociables obtenidas por las personas humanas residentes en Argentina y sucesiones indivisas radicadas en Argentina estarán alcanzados por el impuesto a las ganancias, cuya alícuota dependerá de la moneda, y modalidad de ajuste de la obligación negociable. De este modo se aplicará:

- (i) La alícuota del 5% cuando los instrumentos se emitan en Pesos sin cláusula de ajuste; o
- (ii) La alícuota del 15% cuando los instrumentos se emitan en Pesos con cláusula de ajuste o en moneda extranjera.

Asimismo, en el caso de ganancias de capital, se establece que el Poder Ejecutivo se encuentra facultado para incrementar la alícuota para los instrumentos en Pesos sin cláusula de ajuste, siempre que medien informes técnicos fundados, basados en variables económicas hasta un máximo de 15%.

La ganancia bruta por la enajenación de las obligaciones negociables realizada por personas humanas domiciliadas 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.

La Resolución General (AFIP) 4.190-E establece que, para las personas humanas residentes y las sucesiones indivisas radicadas en Argentina, no será de aplicación el régimen de retención establecido por la Resolución General (AFIP) 830. En consecuencia, los intereses sobre las Obligaciones Negociables pagados por la Emisora no serán pasibles de retención.

De acuerdo con la Resolución (AFIP) N° 4.298 (publicada el 29 de agosto de 2018), a partir del 1 de enero de 2019, los agentes de liquidación y compensación registrados en la CNV y las sociedades depositarias de fondos comunes de inversión deberán actuar como agentes de información respecto de las compras y ventas de títulos valores públicos o privados negociados en Argentina.

c) Beneficiarios del Exterior

Los pagos de los intereses bajo las Obligaciones Negociables (incluyendo el descuento de emisión original, si lo hubiere) y las ganancias de capital obtenidas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de las Obligaciones Negociables que obtienen los sujetos comprendidos en el Título V de la Ley de Impuesto a las Ganancias, que se refiere a personas humanas, sucesiones indivisas o personas jurídicas residentes en el extranjero que obtengan una renta de fuente argentina (los “Beneficiarios del Exterior”) estarán exentos del IG en virtud de lo dispuesto por el artículo 26 u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias, en la medida que (i) las obligaciones negociables sean emitidas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables (de acuerdo a las Condiciones del Artículo 36); y (ii) siempre que los Beneficiarios del Exterior no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes (como se explicará más adelante).

Si la Emisora no cumple con las Condiciones del artículo 36, el artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables dispone que, sin perjuicio de las sanciones que pudieran corresponder por la aplicación de la Ley N° 11.683, decaen los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en esa ley y, por ende, la Emisora debería tributar, en concepto de IG, 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 Emisora será responsable del pago de dicho impuesto de modo tal que los tenedores perciban el monto de intereses establecido en las Obligaciones Negociables como si no hubiera sido obligatorio el pago de tales impuestos. Remitirse asimismo a la sección “De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Montos Adicionales”.



Si los Beneficiarios del Exterior residen en y/o los fondos invertidos provienen de “jurisdicciones no cooperantes” (conforme la definición abajo), los intereses y las ganancias derivadas de la enajenación de las Obligaciones Negociables, estarán siempre sujetos a retención de impuesto a las ganancias, no siendo relevante si se cumplen o no las Condiciones del Artículo 36.

Si el interés no estuviera exento, porque el inversor reside en y/o los fondos invertidos provienen de una “jurisdicción no cooperante”, la tasa efectiva de retención sería: (i) 15,05% si el Beneficiario del Exterior es una entidad bancaria o financiera, bajo supervisión del respectivo banco central u organismo equivalente en su jurisdicción, radicada en jurisdicciones no consideradas “de baja o nula tributación” (definidas en la Ley de Impuesto a las Ganancias como aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al 15%) o en jurisdicciones que hayan suscripto con la Argentina convenios de intercambio de información y además que, por aplicación de sus normas internas no pueda alegarse secreto bancario, bursátil o de otro tipo, ante el pedido de información del respectivo fisco; o (ii) 35% en el resto de los casos.

Las ganancias de capital obtenidas por un inversor que reside y/o que los fondos invertidos provienen de una “jurisdicción no cooperante” por la enajenación de las Obligaciones Negociables, la tasa del impuesto a las ganancias aplicable será del 35% sobre la presunción de ganancia neta sujeta a impuesto prevista en el artículo 104 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

De acuerdo con la Resolución General AFIP N° 4227/2018, en caso que la exención no aplicara, el sujeto pagador argentino deberá actuar como agente de retención sobre los intereses, mientras que en el caso de las ganancias de capital derivadas de la enajenación de las Obligaciones Negociables, cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior y el adquirente sea un sujeto residente en Argentina, el sujeto pagador argentino deberá actuar como agente de retención e ingresar el impuesto. En cambio, cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior y el adquirente sea también una persona humana o entidad del exterior, el ingreso del impuesto estará a cargo de los Beneficiarios del Exterior a través de su representante legal domiciliado en Argentina. En los casos en que las operaciones se efectúen entre Beneficiarios del Exterior y el enajenante no posea un representante legal domiciliado en Argentina, el impuesto deberá ser ingresado directamente por el sujeto enajenante.

En términos generales, la Ley de Impuesto a las Ganancias define por jurisdicciones no cooperantes aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la 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, se considerarán como no cooperantes aquellos países que teniendo firmado un acuerdo no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Cabe resaltar que el Poder Ejecutivo elaboró un listado de jurisdicciones no cooperantes, contenido en el artículo 24 del Decreto Reglamentario N° 862/2019. Este listado podría ser modificado, en atención a la experiencia en cooperación fiscal internacional, por lo que se recomienda a los potenciales inversores consultar con sus asesores.

Cuando los tenedores de las Obligaciones Negociables sean Beneficiarios del Exterior, no regirá lo dispuesto en los artículos 28 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y 106 de la Ley N° 11.683 de Procedimiento Tributario que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del IG a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Adicionalmente, se recomienda a los potenciales inversores consultar a sus propios asesores impositivos acerca de las consecuencias de participar en la oferta de las Obligaciones Negociables teniendo en cuenta situaciones particulares no previstas por el presente Prospecto, en especial las que puedan tener relación con las leyes tributarias de su país de residencia.



Impuesto sobre los bienes personales

De acuerdo a la ley de impuesto a los bienes personales y su Decreto reglamentario N° 127/96 - según fuera modificado por el Decreto N° 812/96 - (el "Decreto N° 127") las personas humanas residentes en Argentina y en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en Argentina y en el que sean titulares de títulos, tales como las Obligaciones Negociables, deben incluir dichos bienes a fin de determinar su responsabilidad fiscal bajo el impuesto sobre los bienes personales (el "IBP").

De acuerdo a las modificaciones introducidas por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, no estarán alcanzados por el IBP los bienes pertenecientes a personas humanas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas radicadas en Argentina, cuando el valor de sus bienes en conjunto resulten iguales o inferiores a \$ 2.000.000 (o \$18.000.000 tratándose de inmuebles destinados a casa habitación).

El IBP aplicable a las personas humanas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas radicadas en Argentina, el IBP grava ciertos activos ubicados en Argentina y en el exterior existentes al 31 de diciembre de cada año sobre el excedente del valor de los bienes gravados, las que para los períodos fiscales iniciados en 2019 y siguientes aplican tal como se describe a continuación:

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible		Monto fijo de impuesto	Más el %	Sobre el excedente de \$
Más de \$	A \$			
0	3.000.000 (inclusive)	0	0,50%	0
3.000.000	6.500.000 (inclusive)	15.000	0,75%	3.000.000
6.500.000	18.000.000 (inclusive)	41.250	1,00%	6.500.000
18.000.000	En adelante	156.250	1,25%	18.000.000

Cabe destacar que la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva delegó en el Poder Ejecutivo Nacional la facultad de fijar alícuotas diferenciales superiores hasta en un cien por ciento (100%) sobre la tasa máxima para gravar los bienes situados en el exterior. De conformidad con el Decreto 99/2019, se establecieron las mencionadas alícuotas aplicables sobre bienes situados en el exterior, elevándose las mismas a 0,70%, 1,20%, 1,80% y 2,25%, respectivamente, según la escala del cuadro anterior, no siendo aplicable dicho incremento en caso de producirse la repatriación de activos financieros que representen (i) no menos del 5% del valor del total de bienes situados en el exterior y (ii) cuando dicha repatriación se hubiera efectuado hasta el 31 de marzo del año inmediato siguiente al año fiscal de liquidación, y se cumplan ciertas condiciones de permanencia de acuerdo a lo dispuesto por la reglamentación.

La Resolución General (AFIP) 4673 ha establecido un pago a cuenta del IBP correspondiente a los períodos fiscales 2019 y 2020, que deberán ingresar las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina que posean en los períodos fiscales 2018 y 2019, respectivamente, bienes en el exterior sujetos a impuesto.

Por su parte, las personas humanas residentes fuera de Argentina y las sucesiones indivisas radicadas fuera de Argentina, están sujetos al IBP únicamente por los bienes de su titularidad situados en Argentina (tales como las Obligaciones Negociables). Tales sujetos están alcanzados por el IBP y deberán ingresar con carácter de pago único y definitivo calculado sobre el valor de dichos bienes al 31 de diciembre de cada año, los montos que se calculen aplicando una alícuota, de acuerdo a las últimas modificaciones introducidas por Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, del 0,50% para los períodos fiscales 2019 y subsiguientes. Las personas humanas o sucesiones indivisas radicadas fuera de Argentina no se encuentran sujetas al tributo si el IBP es igual o inferior a \$255,75.

El IBP se aplica sobre el valor de mercado, en el caso de títulos valores que cotizan en bolsa, o del costo de adquisición más los intereses devengados e impagos, en el caso de títulos valores que no cotizan en bolsas o mercados, en ambos casos al 31 de diciembre de cada año.



Los sujetos de este impuesto podrán computar como pago a cuenta las sumas efectivamente pagadas en el exterior por gravámenes similares al presente que consideren como base imponible el patrimonio o los bienes en forma global. Este crédito sólo podrá computarse hasta el incremento de la obligación fiscal originado por la incorporación de los bienes situados con carácter permanente en el exterior.

Si bien la tenencia de las Obligaciones Negociables por parte de personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas fuera de Argentina respecto de los cuales no exista un responsable sustituto en Argentina (el artículo 26 de la ley de IBP lo define como un sujeto residente en Argentina que tenga la tenencia, disposición, custodio o depósito) técnicamente estarían sujetos al IBP de acuerdo con las disposiciones del Decreto N° 127/96, no se ha establecido un sistema para la recaudación de dicho impuesto respecto de las Obligaciones Negociables en propiedad de dichas personas. Conforme al párrafo 3 del artículo 26 de la ley de IBP, el sistema de responsable sustituto no se aplica a las Obligaciones Negociables.

La ley del IBP presume en algunos casos sin admitir prueba en contrario que las obligaciones negociables emitidas bajo la Ley de Obligaciones Negociables pertenecen a personas humanas o sucesiones indivisas en Argentina y por lo tanto se encuentran sujetas al IBP. Por ejemplo, cuando la titularidad directa de las Obligaciones Negociables corresponda a determinadas sociedades, empresas, establecimientos permanentes, patrimonios de afectación o explotaciones, (i) domiciliados o en su caso radicados o ubicados en el exterior, en países que no apliquen regímenes de nominatividad de títulos valores privados; y (ii) que en virtud de su naturaleza jurídica o sus estatutos (a) su actividad principal consista en la realización de inversiones fuera de su país de constitución y/o (b) no puedan realizar ciertas actividades en su propio país o realizar ciertas inversiones permitidas conforme a las leyes de dicho país (específicamente; sociedades off-shore que no sean compañías de seguro, fondos abiertos de inversión, fondos de pensión o entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén constituidas o radicadas en países en los que sus bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Bancos de Basilea) se considerarán propiedad de personas humanas residentes en la Argentina o sucesiones indivisas radicadas en el país; por lo tanto, sin perjuicio de lo que se menciona en los dos párrafos siguientes, tales títulos estarán sujetos al IBP.

En dichos casos, la ley impone al emisor privado argentino (que actúa como obligado sustituto del pago del impuesto) la obligación de pagar el IBP. El Decreto N° 127/96 así como la Resolución General (AFIP) N° 2151/2006 establecen que el obligado al ingreso del impuesto, a través de un pago único y definitivo, será la entidad emisora de dichas obligaciones negociables. El IBP también autoriza al obligado sustituto a recobrar el monto pagado, sin limitación, mediante una retención o la ejecución de los bienes que originaron dicho pago.

La presunción legal precedente no es de aplicación a las siguientes personas jurídicas extranjeras que posean la titularidad directa de dichos bienes: (i) compañías de seguros; (ii) fondos de inversión abiertos; (iii) fondos de pensión; y (iv) bancos o instituciones financieras cuyas casas matrices se encuentren en un país cuyo banco central o autoridad equivalente haya adoptado los estándares internacionales de supervisión establecidos por el Comité de Basilea.

Sin perjuicio de lo precedente, el Decreto N° 988/2003 establece que la presunción analizada anteriormente no será de aplicación los títulos cuya oferta pública ha sido autorizada por la CNV y que se negocien en los mercados de valores de Argentina o del extranjero. A fin de asegurar que esta presunción legal no será de aplicación, y por lo tanto, que el emisor privado argentino no estará obligado como un obligado sustituto en relación con las Obligaciones Negociables, la Emisora deberá mantener en sus registros una copia debidamente certificada de la resolución de la CNV en la que se autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y evidencia que acredite que dicho certificado o autorización estaba en vigencia el 31 de diciembre del año en que se originó la obligación tributaria según lo exige la Resolución General (AFIP) N° 2151/2006.

Adicionalmente, se destaca que con fecha 4 de agosto de 2021 fue publicada en el Boletín Oficial la Ley 27.638 mediante la cual se dispuso que las obligaciones negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con los

requisitos del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables se encuentran exentas del Impuesto sobre los Bienes Personales.

Por medio de la Ley N° 27.667 y el Decreto N° 912/2021, ambos publicados en el Boletín Oficial del 31/12/2021, se introducen modificaciones en el mínimo no imponible y en las escalas progresivas del impuesto con vigencia a partir del período fiscal 2021 y siguientes.

De acuerdo a las modificaciones introducidas, en el período fiscal 2022 no estarán alcanzados por el impuesto los bienes gravados pertenecientes a las personas humanas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas radicadas en Argentina, cuando el valor de sus bienes en conjunto, resulten iguales o inferiores a \$ 11.282.141,08 (o \$56.410.705,41 tratándose de inmuebles destinados a casa habitación).

La nueva escala del IBP aplicable a las personas humanas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas radicadas en Argentina para los períodos fiscales iniciados en 2022 y siguientes se calculará sobre el excedente del valor de los bienes gravados existentes al 31 de diciembre de cada año tal como se describe a continuación:

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible		Monto fijo de impuesto	Más el %	Sobre el excedente de \$
Más de \$	A \$			
0	5.641.070,54 (inclusive)	0	0,50%	0
5.641.070,54	12.222.319,51 (inclusive)	28.205,35	0,75%	5.641.070,54
12.222.319,51	33.846.423,25 (inclusive)	77.564,72	1,00%	12.222.319,51
33.846.423,25	188.035.684,71 (inclusive)	293.802,76	1,25%	33.846.423,25
188.035.684,71	564.107.054,14 (inclusive)	2.221.171,53	1,50%	188.035.684,71
564.107.054,14	En adelante	7.862.242,07	1,75%	564.107.054,14

Por su parte, para los bienes situados en el exterior se establece un incremento de alícuota según la escala del cuadro anterior:

Valor total de los bienes del país y del exterior		Pagarán el %
Más de \$	A \$	
0	5.641.070,54 (inclusive)	0,70%
5.641.070,54	12.222.319,51 (inclusive)	1,20%
12.222.319,51	33.846.423,25 (inclusive)	1,80%
33.846.423,25	En adelante	{2,25%

Dicho incremento de alícuota para bienes situados en el exterior, no resultará aplicable en caso de producirse la repatriación de activos financieros que representen (i) no menos del 5% del valor del total de bienes situados en el exterior; (ii) cuando dicha repatriación se hubiera efectuado hasta el 31 de marzo del año inmediato siguiente al año fiscal de liquidación, y (iii) en la medida que se cumplan ciertas condiciones de permanencia de acuerdo a lo dispuesto por la reglamentación.

A partir del período fiscal 2022 y siguientes, el monto del mínimo no imponible y de las escalas prevista en los cuadros precedentes para bienes del país y bienes del exterior, se ajustarán anualmente por el coeficiente que surja de la variación anual del Índice de Precios al Consumidor Nivel General (IPC) que suministre el Instituto de Estadística y Censos, operada entre los meses de octubre del año anterior al período fiscal de que se trata y octubre del período fiscal del ajuste.

Los sujetos del IBP podrán computar como pago a cuenta las sumas efectivamente pagadas en el exterior por gravámenes similares al presente que consideren como base imponible el patrimonio o los bienes en forma global.

Dicho crédito sólo podrá computarse hasta el incremento de la obligación fiscal originado por la incorporación de los bienes situados con carácter permanente en el exterior, computándose en primer término contra el impuesto que resulte de aplicar la escala sobre el valor total de los bienes, y el remanente no computado podrá ser utilizado contra el gravamen determinado por aplicación de las alícuotas previstas para los bienes situados en el exterior.

Por último, por medio de la Ley N°27.638 se introdujeron nuevas exenciones al impuesto sobre los bienes personales, mediante la inclusión de tres nuevos incisos al artículo 21 de la Ley de IBP. Entre las nuevas exenciones se incluyen a:

- 1) las obligaciones negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con los requisitos del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables;
- 2) los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva, que establezca el Poder Ejecutivo, siempre que así lo disponga la norma que los regule; y
- 3) las cuotapartes de fondos comunes de inversión comprendidos en el artículo 1° de la ley 24.083 y sus modificatorias (es decir, fondos comunes de inversión abiertos y cerrados), y los certificados de participación y valores representativos de deuda fiduciaria de fideicomisos financieros constituidos en los términos del Código Civil y Comercial de la Nación que hubiesen sido colocados por oferta pública con autorización de la Comisión Nacional de Valores, y cuyo activo subyacente principal esté integrado, como mínimo, en un porcentaje a determinar por la reglamentación, por los depósitos y bienes a los que se refieren los incisos g), h), i) y j) del artículo artículo 21 del capítulo I del título VI de la Ley de IBP.

Respecto a la exención N° 2 anterior, se aclara que mediante el Decreto N°621/2021 el Poder Ejecutivo estableció los requisitos que deben cumplir tales instrumentos para quedar comprendidos en la exención. Entre otras cuestiones, el referido decreto establece que la CNV y la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP") deberán dictar las normas complementarias pertinentes y que la AFIP publicará un listado en el que, taxativamente, se especifique cada uno de los instrumentos que cumplan los requisitos impuestos para lo cual los organismos de contralor de que se trate deberán remitir información a la AFIP.

Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria ("Impuesto PAIS")

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, creó un impuesto del 30% con carácter de emergencia y por un plazo de cinco períodos fiscales, aplicable sobre la compra de divisas y otras operaciones cambiarias realizadas por personas humanas y personas jurídicas residentes en Argentina.

Los potenciales inversores de las Obligaciones Negociables, deberán consultar a sus propios asesores impositivos acerca de los efectos del mencionado impuesto de acuerdo a sus circunstancias particulares.

Impuesto al valor agregado

De acuerdo con el Artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables y sujeto al cumplimiento de las Condiciones del Artículo 36, están exentas del Impuesto al Valor Agregado las operaciones financieras y prestaciones relativas a la emisión, suscripción, colocación, transferencia, amortización, intereses y cancelaciones de obligaciones negociables y sus garantías. Según lo previsto en el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables, si la emisora no cumpliera las Condiciones del Artículo 36, ésta será responsable por el pago de cualquiera de los impuestos resultantes.

De conformidad con el Decreto N° 280/97, la Ley N° 23.349 y sus modificaciones (la "Ley de Impuesto al Valor Agregado"), la transferencia de las Obligaciones Negociables se encuentra exenta (art. 7 inciso b) del impuesto al valor agregado aun cuando no se reúnan las Condiciones del Artículo 36.



Impuestos sobre los débitos y créditos bancarios

La Ley N° 25.413, con su modificatoria, establece, con ciertas excepciones, un impuesto que grava los débitos y créditos en cuentas corrientes bancarias mantenidas en entidades financieras radicadas en Argentina sobre ciertas operaciones realizadas con la intervención de entidades financieras en las que no se utilicen cuentas bancarias, y también sobre movimientos de fondos propios o de terceros, aun en efectivo, que se efectúen por fuera de las instituciones financieras. La alícuota general es del 0,6% por cada débito y crédito (a pesar de que, en ciertos casos, puede regir una alícuota mayor de 1,2% y una menor de 0,075%).

Cabe señalar que la Ley N° 27.432 estableció que el Poder Ejecutivo de la Nación podrá disponer que el porcentaje del impuesto sobre los débitos y créditos bancarios que a la fecha de entrada en vigencia de esa ley no resulte computable como pago a cuenta del IG, se reduzca progresivamente en hasta un veinte por ciento por año a partir del 1° de enero de 2018, pudiendo establecerse que, en 2022, se compute íntegramente el impuesto previsto en la Ley N° 25.413 y sus modificatorias como pago a cuenta del IG.

Con fecha 30 de diciembre de 2021 se publicó el Decreto 901/2021 que establece que para los hechos imposables que se perfeccionen a partir del 1 de enero de 2022, la alícuota del Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias y Otras Operatorias establecido por la Ley N° 25.413 será del 2,50 % para los créditos y débitos en cuentas pertenecientes a concesionarios de servicios públicos, en la medida en que el capital social de la sociedad concesionaria pertenezca en un porcentaje no inferior al 80 % al Estado Nacional.

Existen ciertas excepciones a la aplicación del tributo, entre ellas, se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación "A" 3250 del BCRA) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país.

En caso de que los tenedores de Obligaciones Negociables reciban pagos en cuentas bancarias locales, tal impuesto se aplica. En general, las entidades financieras intervinientes actúan como agentes de percepción y liquidación del gravamen.

De acuerdo con el Decreto N° 409/2018, el 33% del impuesto pagado sobre los créditos y débitos gravados con la alícuota del 0,6% podrá computarse como crédito del impuesto a las ganancias, así como también de la contribución especial sobre el capital de las cooperativas. El monto excedente no podrá ser compensado con otros impuestos ni transferido a favor de terceros, solamente podrá ser trasladado hasta su agotamiento, a otros períodos económicos de los citados impuestos.

También resulta computable el 33% sobre las operaciones gravadas con una alícuota del 1,2%. En caso que las operaciones se encuentren alcanzadas a una alícuota menor, el cómputo se reduce al 20%. Asimismo, de acuerdo con la Ley N° 27.432, el Poder Ejecutivo podrá incrementar el porcentaje que se puede computar contra el IG y/o contra la contribución especial sobre el capital de las cooperativas, para que en el año 2022 se pueda acreditar el 100% contra dichos impuestos. Sin embargo, este beneficio todavía no fue reglamentado.

Con fecha 30 de diciembre de 2021 se publicó el Decreto 901/2021 que establece que para los hechos imposables que se perfeccionen a partir del 1 de enero de 2021, la alícuota del Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias y otras operatorias establecido por la Ley N° 25.413 será del 2,50 ‰ para los créditos y débitos 225 en cuentas pertenecientes a concesionarios de servicios públicos, en la medida en que el capital social de la sociedad concesionaria pertenezca en un porcentaje no inferior al 80 % al Estado Nacional.



Impuesto sobre los ingresos brutos

El impuesto sobre los ingresos brutos es un gravamen local que se aplica en las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y se calcula sobre la base de los ingresos brutos de los contribuyentes que desarrollan sus actividades en dichas jurisdicciones.

Los inversores que en forma regular participan, o que se presume participan, en actividades en cualquier jurisdicción en la que perciban ingresos de los intereses derivados de la tenencia de Obligaciones Negociables, o de su venta o transmisión, podrían estar sujetos al pago del impuesto sobre los ingresos brutos según las alícuotas establecidas por las leyes específicas de cada provincia argentina o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a menos que resulte aplicable una exención.

Existen jurisdicciones (como por ejemplo la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires) que establecen exenciones en sus Códigos Fiscales para los ingresos provenientes de toda operación sobre las obligaciones negociables emitidas de conformidad a lo dispuesto por la Ley de Obligaciones Negociables, la percepción de intereses y actualizaciones devengadas y el valor de venta en caso de transferencia en la medida que las obligaciones negociables se encuentren exentas en el IG.

Se destaca que, el 17 de diciembre de 2019, el Estado Nacional, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires suspendieron hasta el 31 de diciembre de 2020 la aplicación del denominado “Pacto Fiscal”. Por medio de este pacto, los firmantes habían asumido el compromiso de reducir las alícuotas del impuesto sobre los ingresos brutos. El 4 de diciembre de 2020 se volvió a postergar la suspensión hasta el 31 de diciembre de 2021.

Con fecha 27/12/2021 todas las provincias argentinas, con excepción de la Ciudad de Buenos Aires, firmaron la ley de Consenso Fiscal 2022, donde se abordaron, entre otros temas, la aplicación de alícuotas máximas para el impuesto sobre los ingresos brutos, el aumento de las alícuotas del impuesto de sellos, y el reconocimiento de la autonomía provincial para legislar un impuesto sobre el aumento de riqueza obtenido por herencias, legados, donaciones y anticipos de herencia, conocido como “impuesto a la herencia”.

Por lo expuesto, y considerando la autonomía de cada jurisdicción provincial, los potenciales adquirentes de Obligaciones Negociables residentes en la Argentina deberán considerar la posible incidencia del Impuesto sobre los Ingresos Brutos considerando las disposiciones de la legislación provincial que pudiera resultar aplicable en función de su residencia y actividad económica.

Existe un sistema de Recaudación y Control de Acreditaciones Bancarias (“SIRCRESB”) que permite el cumplimiento de los regímenes de recaudación del Impuesto a los Ingresos Brutos, aplicable sobre las sumas acreditadas en las cuentas mantenidas en entidades bancarias de Argentina cualquiera sea su especie y/o naturaleza. Los regímenes varían de acuerdo con las leyes específicas de cada provincia argentina, por lo que debe llevarse un análisis teniendo en consideración la legislación provincial en cada caso en particular.

Algunas jurisdicciones adhieren al sistema SIRCRESB para todos sus contribuyentes, ya sean locales o bajo el Convenio Multilateral (Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Provincia de Buenos Aires). Por el contrario, otras jurisdicciones están exclusivamente adheridas al Convenio Multilateral para sus contribuyentes. Estos regímenes se aplican, en general, a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección General de Rentas. Las alícuotas generales aplicables varían aproximadamente entre el 0,01% y 5%, ello de acuerdo con ciertos grupos, parámetros y categorías de contribuyentes.

Impuestos de sellos

Conforme la Ley Nº 23.548 de Coparticipación Federal de Impuestos (la “Ley de Coparticipación”), las provincias pueden establecer un impuesto de sellos sobre actos, contratos y operaciones de carácter oneroso instrumentados, sobre contratos a título oneroso formalizados por correspondencia, y sobre operaciones monetarias que representen

entregas o recepciones de dinero que devenguen interés, efectuadas por entidades financieras regidas por la Ley N° 21.526.

La Ley de Coparticipación establece que se deberá entender por instrumento, toda escritura, papel o documento del que surja el perfeccionamiento de los actos, contratos y operaciones mencionadas en la ley, de manera que revista los caracteres exteriores de un título jurídico por el cual pueda ser exigido el cumplimiento de las obligaciones sin necesidad de otro documento y con prescindencia de los actos que efectivamente realicen los contribuyentes.

De acuerdo a lo establecido por el Artículo 35 de la Ley de Obligaciones Negociables, las resoluciones, contratos y operaciones relacionadas con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las Obligaciones Negociables no se encuentran alcanzadas por el impuesto de sellos en el ámbito nacional. Teniendo en consideración que es un impuesto provincial, los potenciales inversores deberán considerar la posible incidencia de este impuesto considerando las disposiciones de la legislación provincial aplicable a su jurisdicción de residencia y actividad económica.

Al respecto, el Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires exime del impuesto de sellos a los instrumentos, actos, contratos y operaciones de cualquier naturaleza que se encuentren relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme a la Ley de Obligaciones Negociables. Esta exención comprende a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables indicadas en el párrafo 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. La citada exención quedará sin efecto si en un plazo de noventa (90) días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la Comisión Nacional de Valores y/o si la colocación de los mismos no se realiza en un plazo de ciento ochenta (180) días corridos a partir de ser concedida la autorización solicitada.

De acuerdo con el denominado “Pacto Fiscal”, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer alícuotas máximas en el impuesto de sellos de acuerdo con el siguiente esquema: 0,75% a partir del 1 de enero de 2020; 0,50% a partir del 1 de enero de 2021; y 0,25% a partir del 1 de enero de 2022. Asimismo, acordaron eliminar el impuesto de sellos a partir del año 2023. No obstante lo anterior, se destaca que el 17 de diciembre de 2019, el Estado Nacional, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires suspendieron hasta el 31 de diciembre de 2020 la aplicación del Pacto Fiscal. El 4 de diciembre de 2020 se volvió a postergar la suspensión hasta el 31 de diciembre de 2021.

Finalmente, el mencionado compromiso de reducción ha quedado sin efecto, cuando el 27 de diciembre de 2021, el Estado Nacional y las provincias argentinas, con excepción de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, firmaron un nuevo Consenso Fiscal, donde se abordaron, entre otros temas, la aplicación de alícuotas máximas para el impuesto sobre los ingresos brutos, el aumento de las alícuotas del impuesto de sellos, y el reconocimiento de la autonomía provincial para legislar un impuesto sobre el aumento de riqueza obtenido por herencias, legados, donaciones y anticipos de herencia, conocido como “impuesto a la herencia”.

Con respecto a la transferencia u otro tipo de enajenación de las Obligaciones Negociables en otras jurisdicciones argentinas, excluyendo la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, deberá analizarse la respectiva legislación local de dicha jurisdicción, ya que el impuesto de sellos es un impuesto local.

Los potenciales adquirentes residentes en el país deberán considerar la posible incidencia del impuesto de sellos en las distintas jurisdicciones con relación a la suscripción, colocación y transferencia de las Obligaciones Negociables.

Tasa de justicia

En caso de que fuera necesario instituir procedimientos de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables en Argentina, se aplicará una tasa de justicia (actualmente a una alícuota del 3%) sobre el monto de cualquier reclamo

iniciado ante los tribunales argentinos con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ciertos impuestos judiciales y de otra índole podrían imponerse sobre el monto de cualquier reclamación presentada ante los tribunales de la provincia correspondiente.

Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires no se grava con impuestos a la transmisión gratuita de bienes a herederos, donantes, legatarios o donatarios. Otras provincias han sancionado un impuesto a la transmisión gratuita de bienes, como la Provincia de Buenos Aires, con vigencia a partir de 2010 (en adelante, el “ITGB”), cuyas características básicas son las siguientes:

- El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluyendo herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia y cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
- Son contribuyentes del ITGB las personas humanas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
- Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae sobre el monto total del enriquecimiento gratuito, tanto por los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los sujetos domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae únicamente sobre el enriquecimiento gratuito originado por la transmisión de los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires.
- Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires, entre otros supuestos, (i) los títulos y las acciones, cuotas o participaciones sociales y otros valores mobiliarios representativos de su capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando éstos estuvieren domiciliados en la Provincia de Buenos Aires; (ii) los títulos, acciones y demás valores mobiliarios (como las Obligaciones Negociables) 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.

En cuanto a las alícuotas, se han previsto alícuotas progresivas del 1,6026% al 8,7840%, y las mismas varían según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

Las transferencias de las Obligaciones Negociables a título gratuito podrían estar alcanzadas por el ITGB en la medida en que la transmisión gratuita sea igual o superior a \$ 322.800. En el caso de los padres, hijos y cónyuge, dicha cantidad será \$ 1.344.000.

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.

Ingreso de fondos con origen en países no cooperantes a los fines de la transparencia fiscal

Son considerados como países no cooperantes aquellos países o jurisdicciones que no tienen en vigencia con el Gobierno Argentino un tratado para el intercambio de información sobre cuestiones tributarias o para evitar la doble imposición con una cláusula amplia para el intercambio de información. Del mismo modo, esos países que, al tener un acuerdo de este tipo en vigor, no cumplan efectivamente con el intercambio de información deben ser considerados como no cooperadores. Los tratados y acuerdos antes mencionados deben cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los cuales la Argentina se ha comprometido.



Además, el artículo 19 de la Ley de Impuesto a las Ganancias establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará una lista actualizada de países considerados como no cooperativos basado en el criterio antes mencionado. Tal como fuera mencionado, el Poder Ejecutivo elaboró un listado de jurisdicciones no cooperantes contenido en el artículo 24 del Decreto Reglamentario N° 862/19. Este listado podría ser modificado, en atención a la experiencia en cooperación fiscal internacional, por lo que se recomienda a los potenciales inversores consultarlo antes de realizar inversiones relacionadas con las Obligaciones Negociables.

Por otro lado, la Ley de Impuesto a las Ganancias define a las jurisdicciones de baja o nula tributación 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 esta ley (*i.e.* 15%).

Conforme la presunción legal prevista en el segundo artículo sin número incorporado a continuación del artículo 18.2 de la Ley N° 11.683, los fondos provenientes de países considerados no cooperantes a los fines de la transparencia fiscal serán gravados de la siguiente manera:

- (a) con el IG, aplicada sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- (b) con el impuesto al valor agregado, también aplicada sobre el 110% del monto de los fondos recibidos.

Aunque el significado del concepto ingresos provenientes no está claro, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

- (1) desde una cuenta en un país no cooperante o desde una cuenta bancaria abierta fuera de un país no cooperante pero cuyo titular sea una entidad localizada en un país no colaborador.
- (2) 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.

De acuerdo al artículo 82 de la Reforma Tributaria, toda referencia efectuada a “países de baja o nula tributación” o “países no considerados cooperantes 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 previstos en el artículo 19 y 20 de la Ley del Impuesto a las Ganancias.

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.

Tratados para evitar la doble imposición

La Argentina ha suscripto tratados para evitar la doble imposición con Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, Emiratos Árabes Unidos, Finlandia, Francia, Alemania, Italia, Holanda, México, Noruega, Suecia, Suiza, el Reino Unido, Rusia, Qatar y Uruguay y España. Asimismo, Argentina ha suscripto convenios con Austria, China, Turquía, Japón y Luxemburgo, aunque están bajo proceso de ratificación y actualmente no se encuentran en vigor. A su vez, se encuentran en negociación convenios con Colombia e Israel y enmiendas al convenio vigente con Alemania.

El 05 de diciembre de 2022, Argentina y Estados Unidos firmaron un acuerdo con el fin de facilitar el intercambio automático de información de cuentas financieras y optimizar la implementación de la Ley de Cumplimiento Fiscal de Cuentas Extranjeras (FATCA, por sus siglas en inglés). El objetivo de ambos estados es cumplir con los procedimientos de ratificación parlamentaria del mencionado acuerdo, y que el mismo entre en vigor a partir del 1 de enero de 2023.

Régimen de información financiera de sujetos no residentes



En el marco de la Declaración sobre intercambio Automático de Información en Asuntos Fiscales que ha suscripto la Argentina, la CNV ha dispuesto a través de la Resolución General 631/14 que los agentes registrados deberán recabar ciertos datos de sus clientes (nacionalidad, país de residencia fiscal y número de identificación fiscal, domicilio y lugar y fecha de nacimiento), los que luego deberán ser remitidos a la AFIP por el régimen de información creado por la Resolución General 3826/2015. Tal resolución creó el "Régimen de información financiera de sujetos no residentes" a ser cumplimentado por los sujetos obligados en forma anual (venciendo el 31 de mayo de cada año), mediante la remisión de información a la AFIP por vía electrónica.

EL RESUMEN PRECEDENTE NO CONSTITUYE UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TITULARIDAD DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES. LOS TENEDORES Y LOS POSIBLES COMPRADORES DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES DEBEN CONSULTAR A SUS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN SU SITUACIÓN PARTICULAR.

EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR NI CONSTITUYE UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODA LA SITUACIÓN Y LAS CONSECUENCIAS QUE ESTA PANDEMIA PODRÍAN TENER EN LA REPÚBLICA ARGENTINA NI A NIVEL GLOBAL.

Para mayor información respecto de las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino, las partes interesadas pueden visitar el sitio de internet del Ministerio de Salud, <https://www.argentina.gob.ar/salud>. **La información contenida en este sitio web no forma parte del presente Prospecto.**

Declaración por parte de Expertos

No se ha incluido en el presente Prospecto ninguna declaración o informe atribuido a personas ajenas a la Emisora.

Documentos a Disposición

El presente Prospecto, los estados financieros incluidos en él, transcritos a los libros, y los libros sociales y contables se encuentran a disposición de los interesados en la sede social de la Compañía sita en Godoy Cruz 2769 Piso 4, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, de lunes a viernes de 10 a 17 hs. Podrán asimismo consultarse en BYMA o en la AIF (<http://www.argentina.gob.ar/cnv>), en el ítem "Empresas".



ANEXO A

ESTADOS FINANCIEROS CONDENSADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERÍODO DE TRES MESES
FINALIZADO EL 31 DE MARZO DE 2023

La información financiera incluida en el presente Anexo A correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 ha sido obtenida de los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31 de marzo de 2023, presentados en forma comparativa con igual período del ejercicio anterior.

Los estados financieros intermedios al 31 de marzo de 2023, presentados en forma comparativa, se encuentran disponibles en la página web y en las oficinas de la Compañía, así como en la Autopista de la Información Financiera en la página web de la CNV publicado bajo el ID 3044186.

Estado de Resultados Integrales Condensado Intermedio por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 y 2022,

Expresado en miles de pesos

	Nota	Período de tres meses	
		(No auditados)	
		31/03/2023	31/03/2022
Ingresos			
Ventas de petróleo y gas natural	7	1.412.251	596.591
Ingresos por procesamiento		12.727	7.129
Impuesto a las exportaciones		(26.504)	(14.507)
Regalías e ingresos brutos		(225.805)	(93.599)
Ingresos después del impuesto a las exportaciones, regalías e ingresos brutos		1.172.669	495.614
Otros costos operativos y de producción	8	(903.233)	(304.061)
Gastos de administración	9	(157.810)	(74.021)
Amortizaciones y depreciaciones ⁽¹⁾		(384.461)	(152.938)
Cambios en el valor razonable del pasivo contingente	25	-	8.726
Cambios en el valor razonable del activo contingente	25	-	(5.695)
Cargo (Recupero) por abandono de pozos		-	(3.251)
Diferencia de cambio		44.124	(83.737)
Resultado operativo		(228.711)	(119.363)
Ingresos financieros	10	15.956	8.452
Egresos financieros	11	(255.594)	(57.737)
Resultado antes de impuesto a las ganancias		(468.349)	(168.648)
Impuesto a las ganancias	12	111.521	10.314
Pérdida neta del período		(356.828)	(158.334)
Otro resultado integral			
<i>Conceptos que no serán reclasificados en resultados:</i>			
Efecto de conversión monetaria		758.234	267.794
Resultado total integral del período – Ganancia		401.406	109.460
Resultado neto por acción básico y diluido		(0,99)	(0,44)

(1) Incluye (\$6.928) y (\$30.526) al 31 de marzo de 2023 y 2022, respectivamente, de ajuste de depreciaciones relacionado con los movimientos de inventario.

Los números incluidos en la columna Notas al 31 de marzo de 2023 y al 31 de marzo de 2022 corresponden a las referencias de Notas de los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31/03/2023 publicados en AIF bajo el ID# 3044186.

Estado de Situación Financiera Condensado Intermedio al 31 de marzo de 2023 y al 31 de diciembre de 2022

Expresado en miles de pesos

	Nota	31/03/2023 (No Auditados)	31/12/2022
ACTIVO			
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedades, plantas y equipos	13	8.977.724	7.780.140
Activos de exploración y evaluación	14	2.945.301	2.497.889
Efectivo restringido	24	42.964	44.629
Otros créditos	15	896	788
Total del Activo No Corriente		11.966.885	10.323.446
ACTIVO CORRIENTE			
Inventario	16	339.492	280.339
Otros créditos	15	808.543	738.265
Cuentas comerciales por cobrar	17	625.212	623.782
Efectivo y equivalentes de efectivo	18	87.667	93.359
Total del Activo Corriente		1.860.914	1.735.745
TOTAL ACTIVO		13.827.799	12.059.191
PATRIMONIO			
Capital social	19	359.580	359.580
Prima de Fusión		22.808	22.808
Reserva legal		129.512	109.776
Reserva facultativa		2.460.751	2.085.769
Reserva especial		522.435	442.824
Otro resultado integral		3.634.431	3.025.803
Resultados no asignados		(2.179.099)	(1.497.548)
Total Patrimonio		4.950.418	4.549.012
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Pasivo por impuesto diferido	20	757.336	736.456
Pasivo por arrendamiento	21	176.170	172.264
Pasivo por abandono de pozos	22	2.308.709	1.939.533
Deudas financieras	24	2.604.234	2.575.048
Deudas comerciales y otros pasivos	23	149.056	126.071
Total del Pasivo No Corriente		5.995.505	5.549.372
PASIVO CORRIENTE			
Pasivo por arrendamiento	21	102.870	85.662
Pasivo por abandono de pozos	22	77.242	64.737
Deudas comerciales y otros pasivos	23	1.204.142	1.071.885
Impuesto a las ganancias a pagar	12	4.859	6.681
Deudas financieras	24	1.492.763	731.842
Total del Pasivo Corriente		2.881.876	1.960.807
TOTAL PASIVO		8.877.381	7.510.179
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO		13.827.799	12.059.191

Los números incluidos en la columna Notas al 31 de marzo de 2023 y al 31 de diciembre de 2022 corresponden a las referencias de Notas de los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31/03/2023 publicados en AIF bajo el ID# 3044186.



Estado de Cambios en el Patrimonio Condensado Intermedio correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 y 2022,

Expresado en miles de pesos

	Atribuible a los accionistas de la Sociedad							Total (No auditados)
	Aportes de los accionistas		Resultados acumulados					
	Capital Social	Prima de fusión	Ganancias reservadas				Resultados no asignados	
			Reserva legal	Reserva facultativa	Reserva especial ⁽¹⁾	Otro resultado integral		
Capital Suscrito								
Saldos al 1 de enero de 2022	359.580	22.808	-	-	149.700	1.603.315	1.078.472	3.213.875
Resultado del período	-	-	-	-	-	-	(158.334)	(158.334)
Otros resultados integrales – Efecto de conversión monetaria	-	-	-	-	-	158.415	109.379	267.794
Saldos al 31 de marzo de 2022	359.580	22.808	-	-	149.700	1.761.730	1.029.517	3.323.335
Saldos al 31 de diciembre de 2022	359.580	22.808	109.776	2.085.769	442.824	3.025.803	(1.497.548)	4.549.012
Resultado del período	-	-	-	-	-	-	(356.828)	(356.828)
Otros resultados integrales – Efecto de conversión monetaria ⁽²⁾	-	-	19.736	374.982	79.611	608.628	(324.723)	758.234
Saldos al 31 de marzo de 2023	359.580	22.808	129.512	2.460.751	522.435	3.634.431	(2.179.099)	4.950.418

(1) Corresponde a la Resolución General 609/12 de la CNV

(2) Según aplicación de Resolución General 941/2022 (Ver evolución de las diferencias de conversión originadas en las cuentas de capital social en Nota 19).

Estado de Flujo de Efectivo Condensado Intermedio correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 y 2022,

Expresado en miles de pesos

	31/03/2023	31/03/2022
	(No auditados)	
Efectivo aplicado a las actividades operativas		
Pérdida neta del período	(356.828)	(158.334)
Ajustes para arribar a los flujos netos de efectivo provenientes de las actividades operativas		
Más: Impuesto a las ganancias en el período	(111.521)	(10.314)
Depreciaciones de propiedades, planta y equipos	352.676	181.867
Amortización de activos por derecho de uso	24.857	1.597
Amortización movimientos de inventario	6.928	(30.526)
Baja de pozo exploratorio	-	(2.964)
Actualización por pasivos por arrendamientos	4.944	613
Actualización por abandono de pozos	21.733	4.635
Intereses financieros	188.278	25.279
Amortización de costo de emisión	2.513	-
Recupero por abandono de pozos	-	(3.251)
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Aumento de cuentas comerciales por cobrar	92.603	179.924
Disminución (Aumento) de otros créditos ⁽³⁾	60.961	(77.412)
Aumento de inventario	(9.330)	(101.588)
(Disminución) Aumento de deudas comerciales y otros pasivos	(57.423)	95.941
Otros, incluyendo el efecto de conversión monetaria	(151.773)	41.646

Pago por impuesto a las ganancias (incluye anticipos y retenciones)	(1.822)	(1.822)
Efectivo neto generado por las actividades operativas	66.796	145.291
Efectivo aplicado a las actividades de inversión		
Inversiones en propiedades, planta y equipos ⁽¹⁾	(192.856)	(303.339)
Inversiones en exploración y evaluación	(589)	(271.592)
Ingresos por inversiones – fideicomiso de garantía	8.695	2.670
Intereses cobrados	33	5.782
Pago de pasivo contingente	(30.821)	-
Cobro crédito contingente	16.828	-
Efectivo neto aplicado a las actividades de inversión	(198.710)	(566.479)
Efectivo generado por las actividades de financiación		
Efectivo restringido	9.597	(2.144)
Otros préstamos obtenidos	372.430	252.882
Pago de capital de préstamos	(41.250)	(106.000)
Pago de intereses de préstamos	(175.964)	(3.632)
Pago de intereses de obligaciones negociables	(27.666)	(54.424)
Pagos por arrendamientos	(27.517)	(1.995)
Efectivo neto generado por las actividades de financiación	109.630	84.687
Disminución neta del efectivo	(22.284)	(336.501)
Variación en efectivo y equivalentes de efectivo		
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	93.359	329.685
Disminución del efectivo y equivalentes de efectivo	(22.284)	(336.501)
Diferencias de conversión y diferencia de cambio	16.592	26.659
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	87.667	19.843

Conceptos que no generan movimiento de fondos:

⁽¹⁾ Importe neto de altas por abandono de pozos por \$315.038 al 31 de marzo de 2022.

Indicadores Financieros

	<u>31/03/2023 ⁽¹⁾</u>	<u>31/12/2022 ⁽²⁾</u>
Liquidez: (Activo Corriente / Pasivo Corriente)	0,65	0,89
Solvencia: (Patrimonio Neto / Pasivo)	0,56	0,61
Inmovilización de Capital: (Activo No Corriente / Total de Activo)	0,87	0,86
Rentabilidad: (Resultado del período- Ejercicio / Patrimonio Neto Promedio)	(0,08)	(0,18)
Rentabilidad: (Rdo. Integral del Período- Ejercicio / Patrimonio Neto Promedio)	0,08	0,34

(1) Al 31 de marzo de 2023, el Patrimonio Neto Promedio surge de considerar el promedio del Patrimonio neto al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, obtenidos de los Estados Financieros al 31/12/2022 y de los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31/3/2023, respectivamente.

(2) Al 31 de diciembre de 2022, el Patrimonio Neto Promedio surge de considerar el promedio del Patrimonio neto al 31 de diciembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021, cuya fuente son los Estados Financieros al 31/12/2022.

Capitalización y Endeudamiento

	(Valores expresados en miles de pesos)	
	Período de tres meses finalizado el	
	31/03/2023	31/03/2022
Capital Suscripto	359.580	359.580
Prima de fusión	22.807	22.807
Reserva legal	129.512	-
Reserva facultativa	2.460.751	-
Reserva Especial	522.435	149.700
Otro resultado integral	3.634.432	1.761.730
Resultados no asignados	(2.179.099)	1.029.517
Total Patrimonio Neto	4.950.418	3.323.334
Endeudamiento no garantizado	5.119.964	2.517.410
Endeudamiento garantizado	3.757.417	695.804
Total Pasivo Corriente + Pasivo no Corriente	8.877.381	3.213.214

La información al 31 de marzo de 2023 y al 31 de marzo de 2022 surge de los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31/03/2023 publicados en AIF bajo el ID# 3044186.

Los importes correspondientes a endeudamiento garantizado y no garantizado arriba incluidos fueron elaborados por la Emisora en base a cálculos, registros e información interna de la Sociedad, por lo que no pueden ser comparados o cotejados con los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31 de marzo de 2023 y al 31 de marzo de 2022.

Capital social

El capital social de la Sociedad se encuentra suscripto e integrado en su totalidad. El mismo asciende a \$359.579.644 representado por 359.579.644 acciones ordinarias de 1 voto por acción, nominativas no endosables, de valor nominal \$1, resultando Crown Point Energy Inc. titular de 350.796.132 acciones representativas del 97,56% del capital social y votos de la Sociedad y CanAmericas (Argentina) Energy Ltd. Sucursal Argentina titular de 8.783.512 acciones representativas del 2,44% del capital social y votos de la Sociedad. No hubo cambios en el capital social posteriores al cierre del ejercicio económico al 31 de diciembre de 2022.

Cambios significativos

Hechos posteriores al cierre de los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31 de marzo de 2023

Con fecha 10 de abril de 2023, la Sociedad renovó un acuerdo en descubierto por un monto de \$60 millones con el Banco CMF S.A., que devenga una tasa de interés del 82,5% anual con vencimiento a 60 días.

Con fecha 14 de abril de 2023, la Sociedad solicitó un descubierto por un monto de \$100 millones con el Banco Macro S.A., que devenga una tasa de interés del 86% anual con vencimiento a 7 días, que fue cancelado el 20 de abril de 2023.

Con fecha 27 de abril de 2023, la Sociedad obtuvo un préstamo para capital de trabajo por USD 2 millones con el Banco Macro S.A., el cual devenga una tasa de interés del 8% anual pagadero mensualmente, con fecha de vencimiento el 26 de Julio de 2023.

Con fecha 9 de mayo de 2023, la Sociedad canceló el préstamo de capital de trabajo con Banco Galicia S.A. por un monto de \$ 50 millones, más los intereses devengados por \$ 2,8 millones.



Con posterioridad a la fecha de emisión de los estados financieros condensados intermedios al 31 de marzo de 2023, no han ocurrido otros cambios que afecten significativamente la situación patrimonial y los resultados de la Emisora.

Reseña y perspectiva operativa y financiera.

Políticas contables críticas y estimaciones

Esta discusión y análisis de la situación financiera y resultados de las operaciones de la Compañía se basa en los estados financieros indicados en este Anexo, que han sido preparado de acuerdo con las NIIF para los períodos finalizados el 31 de marzo de 2023 y el 31 de marzo de 2022. La preparación de estos estados financieros condensados intermedios requiere que la Compañía efectúe estimaciones y juicios que afectan los montos registrados de sus activos y pasivos, ingresos y gastos, y la revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de dichos estados financieros condensados intermedios. Las políticas contables adoptadas en dichos estados financieros condensados intermedios son consistentes con las utilizadas en el pasado en la preparación de los estados financieros condensados intermedios similares. Ver: Nota 2 – Resumen de las Políticas Contables Significativas y Nota 3 – Nuevas Normas Contables a los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31 de marzo de 2023”.

Resultado operativo, Resultado Neto y Resultado total Integral

(Valores expresados en miles de pesos)	Por el período finalizado el	
	31/03/2023	31/03/2022
Ingresos después del impuesto a las exportaciones, regalías e ingresos brutos.	1.172.669	495.614
Resultado operativo	(228.711)	(119.363)
Pérdida neta del período	(356.828)	(158.334)
Resultado total integral del período - Ganancia	401.406	109.460

La información al 31 de marzo de 2023 y al 31 de marzo de 2022 surge de los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31/03/2023 publicados en AIF bajo el ID 3044186.

El total de resultado operativo al 31 de marzo de 2023 resultó en una pérdida de \$228,7 millones en comparación con la pérdida de \$119,4 millones del mismo período del año 2022. Los principales efectos que generaron una mayor pérdida operativa en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 comparada con la pérdida operativa del mismo período del año 2022 fueron: (i) el aumento en otros costos operativos y de producción por \$599,2 millones debido principalmente a aumento de costos relacionados con transporte y fletes, mano de obra, supervisión y reparaciones y mantenimiento combinado con que en el período comparativo anterior no se incluyen los costos de operación de PPCO, participación que fue adquirida con efectos a partir de Julio de 2022; (ii) mayores gastos de administración por \$83,8 millones; (iii) mayores amortizaciones y depreciaciones por \$231,5 millones, parcialmente compensados por (a) mayores ingresos después del impuesto a las exportaciones, regalías e ingresos brutos por \$677,1 millones como consecuencia del aumento de los precios del petróleo y gas natural; (b) una ganancia por diferencia de cambio por \$44,1 millones mientras que en el período comparativo anterior se registró una pérdida por diferencia de cambio por \$83,7 millones; (c) cambios en el pasivo y activo por contraprestación contingente por más \$8,7 millones y menos \$5,7 millones, respectivamente; y (d) un cargo por abandono de pozos por \$3,3 millones registrados en el período comparativo anterior.

En cuanto a los ingresos financieros, para el primer trimestre del año 2023 ascendieron a \$16 millones mientras el período comparativo anterior fueron \$8,5 millones. Los egresos financieros fueron \$255,6 millones para el primer trimestre del año 2023 y \$57,7 millones para el período comparativo anterior.

El resultado antes del impuesto a las ganancias para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 ascendió a \$468,3 millones de pérdida, mientras que al 31 de marzo de 2022 fue de \$168,6 millones de pérdida. Considerando el efecto del recupero del impuesto a las ganancias el resultado neto para el primer trimestre del 2023 ascendió a \$356,8 millones de pérdida, en comparación con \$158,3 millones de pérdida en el primer trimestre del 2022.

Asimismo, el resultado total integral para el período finalizado el 31 de marzo de 2023 ascendió a \$401,4 millones de ganancia mientras que al 31 de marzo de 2022 arrojó una ganancia de \$109,5 millones. El resultado total integral se explica por el reconocimiento del resultado de conversión de la moneda funcional (dólar estadounidense) a la moneda de presentación (peso argentino) para los estados financieros, de acuerdo con lo establecido según la NIC 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera.

Ingresos por ventas

(Valores expresados en miles de pesos)	Por el período de tres meses finalizado el	
	31/03/2023	31/03/2022
Ventas de Petróleo y Gas Natural		
Venta de petróleo	1.145.589	492.141
Venta de gas natural	260.658	102.109
Venta de propano y butano	6.004	2.341
Total	1.412.251	596.591

La información al 31 de marzo de 2023 y al 31 de marzo de 2022 surge de los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31/03/2023 publicados en AIF bajo el ID 3044186.

El ingreso total de ventas de petróleo y gas natural por el período finalizado el 31 de marzo de 2023, totalizó \$1.412,3 millones y representó un aumento del 137% con relación a \$595,6 millones al 31 de marzo de 2022, debido principalmente a: (i) la suba del precio promedio por BOE, que fue de USD 50,38/BOE comparado con USD 42,78/BOE en el primer trimestre del 2022 y a la adquisición de PPCO desde el 1 de julio de 2022.

El precio de venta de gas natural al mercado industrial es negociado entre el operador de la UT RCLV y el cliente mientras que el precio de ventas de gas natural al mercado residencial es fijado por el gobierno argentino. El 100% de los ingresos de gas natural de la Sociedad obtenidos en el primer trimestre del ejercicio 2023 y 2022 provino de ventas locales al mercado industrial.

Durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023, 35% de las ventas de petróleo crudo fueron destinadas al mercado externo y 65% al mercado interno. Con relación a la evolución de precio durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023, el precio promedio del petróleo crudo recibido fue de 64,42 USD por barril, un 3% por encima del precio promedio obtenido en el mismo período del 2022, que ascendió a 62,49 USD por barril.

Ingresos por procesamiento

Los ingresos por procesamiento de gas fueron \$12,7 millones y \$7,1 millones al 31 de marzo de 2023 y 2022, respectivamente.

Impuesto a las exportaciones

El impuesto a las exportaciones ascendió a \$26,5 millones y \$14,5 millones al 31 de marzo de 2023 y 2022, respectivamente. El incremento se debe a un mayor volumen de petróleo exportado en el primer trimestre del 2023 con relación al 2022.

Regalías e ingresos brutos

Al 31 de marzo de 2023, las regalías e ingresos brutos fueron \$225,8 millones, un 141% superior que en el mismo período del 2022 debido principalmente a mayores ventas en 2023 combinado con que en el período comparativo anterior no se incluyen las regalías e ingresos brutos relacionadas con la participación en Puesto Pozo Cercado (“PPCO”), que fue adquirida con efectos a partir de Julio 2022.

Otros costos operativos y de producción:

	(Valores expresados en miles de pesos)	
	<u>31/03/2023</u>	<u>31/03/2022</u>
Otros costos operativos y de producción		
Sueldos y cargas sociales	275.635	124.780
Servidumbres y cánones	39.095	20.630
Transporte y fletes	215.893	11.599
Honorarios y retribuciones por servicios	74.658	32.503
Gastos de mantenimiento y remediación	274.984	101.932
Seguros	11.934	6.918
Gastos de oficina	11.034	5.699
Total	903.233	304.061

La información al 31 de marzo de 2023 y al 31 de marzo de 2022 surge de los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31/03/2023 publicados en AIF bajo el ID 3044186.

Los costos operativos y de producción del primer trimestre del 2023 totalizaron \$ 903,2 millones, aumentando un 197% comparado con los \$ 304,1 millones registrados en el mismo período del 2022. El aumento en los costos de producción y procesamiento en el primer trimestre del 2023 en comparación con el primer trimestre de 2022 se debe a (i) mayores gastos de transporte y fletes en \$ 204,3 millones, (ii) a mayores gastos de mantenimiento y remediación en \$ 173 millones, (iii) un incremento en sueldos y cargas sociales en \$ 150,9 millones, (iv) a mayores honorarios y retribuciones por servicios en \$ 42,1 millones, (v) mayores costos de servidumbre y cánones por \$ 18,5 millones, (vii) aumento en gastos de oficina por \$ 5,3 millones y (viii) un aumento de \$ 5 millones en seguros. El incremento en los costos de producción durante el primer trimestre de 2023, se debe principalmente reparaciones de pozos en RCLV y CH, combinado con aumentos en los costos relacionados con mano de obra, supervisión y reparaciones y mantenimiento. Adicionalmente, el período comparativo no incluye los costos de operación de PPCO que fue adquirido con efectos a partir de Julio 2022.

Gastos de Administración:

	(Valores expresados en miles de pesos)	
	<u>31/03/2023</u>	<u>31/03/2022</u>
Sueldos y cargas sociales	62.061	26.587
Honorarios y retribuciones por servicios	23.166	13.733
Honorarios y retribuciones por servicios sociedad controlante	44.646	24.570
Honorarios y retribuciones por servicios sociedades relacionadas	1.515	75
Impuestos y tasas	4.480	1.395
Seguros	647	19
Gastos de oficina	9.622	3.854
Alquileres y expensas	390	233
Gastos de viajes	3.747	3.055
Previsión para juicios	7.441	-
Otros	95	500
Total	157.810	74.021

La información al 31 de marzo de 2023 y al 31 de marzo de 2022 surge de los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31/03/2023 publicados en AIF bajo el ID# 3044186.

Los gastos de administración del primer trimestre de 2023 totalizaron \$ 157,8 millones en comparación con los \$ 74 millones del mismo período del 2022. El aumento del 113% se debe principalmente a (i) mayores sueldos y cargas



sociales en \$ 35,5 millones, (ii) mayores honorarios y retribuciones por servicios por \$30,9 millones, de los cuales \$20,1 millones y \$1,4 millones de aumento corresponden a honorarios y retribuciones por servicios con sociedad controlante y relacionadas, respectivamente, (iii) \$ 7,4 millones en previsión para juicios contabilizada de acuerdo al % de participación de la Sociedad en la UT RCLV, (iv) a mayores gastos de oficina en \$ 5,8 millones, (v) a mayores impuestos y tasas en \$ 3 millones y (vi) a mayores gastos en viajes en \$ 0,7 millones.

Amortizaciones y depreciaciones:

El total de amortizaciones y depreciaciones del primer trimestre 2023 fue de \$ 384,5 millones en comparación con el importe de \$ 152,9 millones registrados en el primer trimestre del 2022, reflejando un aumento del 151% con respecto al 2022 por el efecto de la disminución de reservas probadas más probables en TDF y en parte, por el efecto de las amortizaciones y depreciaciones correspondientes a PPCO. La disminución en las reservas probadas y probables de TDF se atribuye a la ausencia de una campaña de perforación para reemplazar la producción de petróleo y gas de 2022.

Cambios en el valor razonable del pasivo contingente

Como parte de la contraprestación por la Adquisición de St. Patrick en 2018, la Sociedad se comprometió a realizar pagos trimestrales (“Acuerdo de Regalías”) por un período de hasta diez años comenzando a partir del 1 de enero de 2018, por un monto total de hasta USD 8,82 millones, calculados en función del 10% de la ganancia neta (ingresos de petróleo y gas neto de regalías provinciales) que reciba St. Patrick por su porcentaje de participación en la concesión de Tierra del Fuego para el trimestre que exceda cierta base de ingresos netos como tope para cada trimestre. Si en algún trimestre, los ingresos netos recibidos por St. Patrick no exceden el tope de la base de ingresos netos establecidos para ese trimestre no se determinarán regalías a pagar.

Al 31 de marzo de 2022, la Sociedad reversó la provisión por pasivo por contraprestación contingente registrada al 31 de diciembre de 2021 por \$8,7 millones.

Cambios en el valor razonable del activo contingente

En abril de 2019 perfeccionada la venta del 16,8251% de titularidad en la participación de St. Patrick Oil & Gas S.A. en la UT Río Cullen- Las Violetas- La Angostura dispuesta por el Arbitraje, como parte de la consideración por la venta, los compradores se comprometieron a hacer pagos futuros a la Sociedad iguales a su participación proporcional en el Acuerdo de Regalías mencionado precedentemente.

Al 31 de marzo de 2022, la Sociedad reversó la provisión por activo por contraprestación contingente registrada al 31 de diciembre de 2021 por \$5,7 millones.

Cargo por abandono de pozos

Durante el trimestre cerrado al 31 de marzo de 2023, no se registraron cargos por abandono de pozos. Al 31 de marzo de 2022, la Sociedad realizó el abandono del pozo exploratorio La Hoyada del área Cerro de los Leones, en Mendoza, registrando un cargo neto por \$3,2 millones.

Diferencia de cambio

Al 31 de marzo de 2023 se registró \$44,1 millones de ganancia por diferencia de cambio en comparación con \$83,7 millones de pérdida por diferencia de cambio al 31 de marzo de 2022.



Resultados no operativos

Ingresos financieros

El total de los ingresos financieros al 31 de marzo de 2023 fue de \$16 millones en comparación con los \$8,5 millones registrados en el período comparativo anterior, reflejando un aumento del 89%, debido principalmente a un incremento de los ingresos por inversiones por \$6 millones y otros ingresos por \$7,2 millones parcialmente compensado por una disminución de \$5,7 millones en intereses ganados por saldos mantenidos en cuentas remuneradas.

Egresos financieros

El total de egresos financieros al 31 de marzo de 2023 alcanzó \$255,6 millones, mientras que, al 31 de marzo de 2022, fue de \$57,7 millones. El aumento se debe principalmente a (i) el aumento en intereses bancarios por \$162,8 millones, (ii) el aumento en la actualización descuento pasivo por abandono por \$17,1 millones, (iii) el aumento en comisiones y gastos bancarios por \$10,8 millones, (iv) aumento en \$4,3 millones en actualización del descuento por arrendamiento, (v) aumento en la amortización de costo de emisión Obligaciones negociables por \$1,4 millones, (vi) aumento en la actualización de otros pasivos por \$1 millón y (vii) un aumento de \$0,5 millones en intereses de obligaciones negociables.

Impuesto a las ganancias

	(Valores expresados en miles de pesos)	
	Período de tres meses finalizado el	
	31/03/2023	31/03/2022
Impuesto a las ganancias del período	-	-
Impuesto diferido- Recupero	111.521	10.314
Total impuesto a las ganancias	111.521	10.314

La información al 31 de marzo de 2023 y al 31 de marzo de 2022 surge de los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31/03/2023 publicados en AIF bajo el ID# 3044186.

Al 31 de marzo de 2023 el recupero por impuesto a las ganancias diferido fue por \$111,5 millones mientras que al 31 de marzo de 2022 fue de \$10,3 millones.

Otro Resultado Integral:

Los efectos de la conversión monetaria para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 y 2022, arrojó una ganancia de \$758,2 millones y \$267,8 millones, respectivamente, que se explican por el reconocimiento del resultado de conversión de la moneda funcional (dólar estadounidense) a la moneda de presentación (peso argentino) para los estados financieros, de acuerdo a lo establecido según la NIC 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera.

Resultado total integral:

La sumatoria del resultado neto y de otros resultados integrales, resultó en ganancia como resultado total integral para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 y 2022 por \$401,4 millones, \$109,5 millones, respectivamente.



Estado de Situación Financiera

Activo

	(Valores expresados en miles de pesos)	
	<u>31/03/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
ACTIVO NO CORRIENTE		
Propiedades, plantas y equipos	8.977.724	7.780.140
Activos de exploración y evaluación	2.945.301	2.497.889
Efectivo restringido	42.964	44.629
Otros créditos	896	788
Total del activo no corriente	<u>11.966.885</u>	<u>10.323.446</u>
ACTIVO CORRIENTE		
Inventario	339.492	280.339
Otros créditos	808.543	738.265
Cuentas comerciales por cobrar	625.212	623.782
Efectivo y equivalentes de efectivo	87.667	93.359
Total del activo corriente	<u>1.860.914</u>	<u>1.735.745</u>
TOTAL ACTIVO	<u>13.827.799</u>	<u>12.059.191</u>

La información al 31 de marzo de 2023 y al 31 de diciembre de 2022 surge de los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31/03/2023 publicados en AIF bajo el ID# 3044186.

El total del activo al 31 de marzo de 2023 ascendió a \$13.827,8 millones, un 15% mayor a los \$12.059,2 millones registrados al 31 de diciembre de 2022. La variación de 1.768,6 millones se explica principalmente por el aumento del activo no corriente por \$1.643,4 millones y un incremento del activo corriente por \$125,2 millones.

Activo no corriente:

Al 31 de marzo de 2023, el total del activo no corriente ascendía a \$11.966,9 millones, lo que representa un aumento del 16% respecto al saldo de \$10.323,4 millones registrado al 31 de diciembre de 2022. El aumento se debió principalmente a: (i) el incremento registrado en Propiedades, plantas y equipos netos de depreciaciones por \$1.197,6 millones, (ii) el aumento de \$447,4 millones en activos de exploración y evaluación, parcialmente compensado con una disminución en efectivo restringido por \$1,7 millones.

Propiedades, planta y equipos:

El siguiente cuadro muestra la evolución del rubro Propiedades, planta y equipo durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 partiendo desde los saldos al 31 de diciembre de 2022.

31/03/2023					
(Valores expresados en miles de pesos argentinos)	Activos de desarrollo/producción	Obra en curso	Muebles y útiles, instalaciones y equipos	Activos por derecho de uso	Total
Valores de origen					
Valor al 31/12/2022	13.457.682	1.412.506	61.603	295.283	15.227.074
Diferencias de conversión	3.170.515	(487.045)	11.657	52.021	2.747.148
Altas	-	191.275	1.581	-	192.856
Transferencias	325.462	(325.462)	-	-	-
Valor al 31/03/2023	<u>16.953.659</u>	<u>791.274</u>	<u>74.841</u>	<u>347.304</u>	<u>18.167.078</u>
Depreciaciones					
Acumulada al 31/12/2022	(5.439.633)	-	(43.545)	(39.232)	(5.522.410)
Diferencias de conversión	(1.002.847)	-	(8.876)	(8.955)	(1.020.678)
Del período	(351.452)	-	(1.224)	(24.857)	(377.533)
Acumulada al 31/03/2023	<u>(6.793.932)</u>	<u>-</u>	<u>(53.645)</u>	<u>(73.044)</u>	<u>(6.920.621)</u>
Previsión por desvalorización					
Acumulada al 31/12/2022	(1.924.524)	-	-	-	(1.924.524)
Diferencias de conversión	(344.209)	-	-	-	(344.209)
Acumulada al 31/03/2023	<u>(2.268.733)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(2.268.733)</u>
Neto resultante al 31/03/2023	<u>7.890.994</u>	<u>791.274</u>	<u>21.196</u>	<u>274.260</u>	<u>8.977.724</u>

(*) Corresponde a las altas por abandono de pozos.

La información al 31 de marzo de 2023 surge de los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31/03/2023 publicados en AIF bajo el ID# 3044186.

Ver Nota 13 - Propiedades, planta y equipos de los estados financieros condensados intermedios al 31 de marzo de 2023.

Cuadro resumen:

(Valores expresados en miles de pesos)	
Saldo Neto de Propiedades, planta y equipos al 31/12/2022	<u>7.780.140</u>
Altas del ejercicio	192.856
Diferencias de conversión	1.382.261
Depreciación del ejercicio	<u>(377.533)</u>
Saldo Neto de Propiedades, planta y equipos al 31/03/2023	<u>8.977.724</u>

Al 31 de marzo de 2023 el saldo de Propiedades, planta y equipos asciende a \$8.977,7 millones en comparación con el saldo al 31 de diciembre de 2022 que ascendía a \$7.780,1 millones. La variación de \$1.197,6 millones responde principalmente a aumentos por (i) \$1.382,2 millones de diferencias de conversión, (ii) \$192,9 millones de altas de propiedades, plantas y equipos relacionadas con la optimización de producción en el yacimiento San Martín y otras mejoras de instalaciones, intervenciones de pozos en CH y PPCO y mejoras en las instalaciones; parcialmente compensadas por las depreciaciones del período por \$377,5 millones.

Activos de Exploración y evaluación:

(Valores expresados en miles de pesos)		
Activos de Evaluación y Exploración	<u>31/03/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
Valor al inicio	2.497.889	1.251.866
Diferencias de conversión	446.823	1.081.717
Altas ⁽¹⁾	589	273.761
Incentivos del gobierno	-	(100.742)
Abandono de pozo	-	<u>(8.713)</u>
Valor al cierre	<u>2.945.301</u>	<u>2.497.889</u>

⁽¹⁾(\$1.767) corresponden a la revisión de abandono de pozos al 31 de diciembre de 2022.

La información al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 surge de los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31/03/2023 publicados en AIF bajo el ID# 3044186.

El total de activos de exploración y evaluación al 31 de marzo de 2023 registró un aumento neto de \$ 447,4 millones con respecto a los saldos al 31 de diciembre de 2022. El aumento neto incluye \$446,8 millones de diferencias de conversión y altas por \$0,6 millones.

Efectivo Restringido:

Al 31 de marzo de 2023, se incluye efectivo por \$43 millones afectados como garantía de las Obligaciones Negociables Clase III emitidas por la Sociedad y depositados en cuenta del Fideicomiso de Garantía CPESA en Banco de Servicios y Transacciones S.A. cuyo fideicomisario o beneficiario final es la Sociedad. Dichos fondos son depositados para cubrir el equivalente al próximo pago trimestral de intereses y son invertidos según lo indicado en el Fideicomiso de Garantía CPESA.

Al 31 de diciembre de 2022, el saldo del efectivo restringido ascendía a \$44,6 millones.

Otros créditos no corrientes:

Al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, el saldo de otros créditos no corrientes es \$0,9 millones y \$0,8 millones, respectivamente, y se compone principalmente por depósitos en garantía.

Activo Corriente

Al 31 de marzo de 2023, el total del activo corriente asciende a \$1.860,9 millones lo que refleja un aumento del 20% en comparación con \$1.735,7 millones del activo corriente al 31 de diciembre de 2022, debido principalmente a (i) el aumento en otros créditos por \$70,3 millones; (ii) el aumento en el saldo de inventario por \$59,2 millones y (iii) la suba en cuentas comerciales por cobrar por \$1,4 millones, parcialmente compensado por una disminución en efectivo y equivalentes por \$5,7 millones.

Inventario:

El total del inventario al 31 de marzo de 2023 fue de \$339,5 millones en comparación a los \$280,3 millones al 31 de diciembre de 2022. El aumento del inventario se debe principalmente a mayores costos de producción.

Cuentas comerciales por cobrar corrientes:

El total de cuentas comerciales por cobrar al 31 de marzo de 2023 fue de \$625,2 millones y no presentó variaciones significativas con respecto al saldo de \$623,8 millones al 31 de diciembre de 2022.

Otros créditos corrientes:

El total de otros créditos corrientes al 31 de marzo de 2023 fue de \$808,5 millones, en comparación a \$738,3 millones al 31 de diciembre de 2022. El aumento por \$70,3 millones se explica principalmente por: (i) un aumento por \$46,8 millones en anticipo a proveedores, (ii) un aumento por \$38,5 millones de créditos aduana, (iii) un aumento de retenciones del impuesto a las ganancias por \$21,1 millones, (iv) por la suba en créditos por impuesto a los débitos y créditos en \$8,6 millones, (v) un aumento por \$2,7 millones en el saldo a favor de ingresos brutos, (vi) un aumento de \$2,2 millones en otros créditos impositivos, parcialmente compensado por (vii) una disminución de \$41 millones en saldos con sociedades relacionadas, (viii) una disminución del saldo a favor de IVA en \$6 millones y (ix) una disminución por \$2,6 millones por seguros y otros gastos a devengar.

Efectivo y equivalentes de efectivo:

Al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, el total de efectivo y equivalentes de efectivo ascendía a \$87,7 millones, y 93,4 millones, respectivamente.



Pasivo

	(Valores expresados en miles de pesos)	
	<u>31/03/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
PASIVO		
PASIVO NO CORRIENTE		
Pasivo por impuesto diferido	757.336	736.456
Pasivo por arrendamiento	176.170	172.264
Pasivo por abandono de pozos	2.308.709	1.939.533
Deudas financieras	2.604.234	2.575.048
Deudas comerciales y otros pasivos	149.056	126.071
Total del pasivo no corriente	5.995.505	5.549.372
PASIVO CORRIENTE		
Pasivo por arrendamiento	102.870	85.662
Pasivo por abandono de pozos	77.242	64.737
Deudas comerciales y otros pasivos	1.204.142	1.071.885
Impuesto a las ganancias a pagar	4.859	6.681
Deudas financieras	1.492.763	731.842
Total del pasivo corriente	2.881.876	1.960.807
TOTAL PASIVO	8.877.381	7.510.179

La información al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 surge de los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31/03/2023 publicados en AIF bajo el ID# 3044186.

El total del pasivo al 31 de marzo del 2023 alcanzó \$8.877,4 millones, lo que representa un incremento del 18% respecto del total del pasivo al 31 de diciembre de 2022 que ascendía a \$7.510,2 millones, debido principalmente a un aumento de \$446,1 millones del pasivo no corriente y \$921,1 millones del pasivo corriente.

Pasivo No Corriente:

El aumento del pasivo no corriente al 31 de marzo de 2023 en \$446,1 millones en comparación con los saldos al 31 de diciembre de 2022 es explicado mayoritariamente por: (i) el aumento de \$369,1 millones del pasivo por abandono de pozos, (ii) un aumento de deudas financieras por \$29,2 millones, (iii) el aumento en deudas comerciales y otros pasivos por \$23 millones, (iv) el aumento del impuesto diferido por \$20,9 millones, y (v) el aumento del pasivo por arrendamiento por \$3,9 millones.

Pasivo por impuesto diferido no corriente:

El saldo por impuesto diferido no corriente al 31 de marzo de 2023 refleja un incremento de \$20,9 millones en comparación con el saldo por el mismo concepto al 31 de diciembre de 2022. Esta variación neta se explica por: (i) un aumento de \$279,2 millones en las partidas del activo, compensadas por (ii) un aumento de \$279,3 millones en partidas del pasivo y, (iii) y un aumento de \$20,8 millones del ajuste por inflación impositivo.

Pasivo por arrendamiento no corriente:

Al 31 de marzo de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, el saldo del pasivo por arrendamiento no corriente asciende a \$176,2 millones y \$172,3 millones, respectivamente.

Pasivo por abandono de pozos no corriente:

El saldo por pasivo por abandono de pozos no corriente al 31 de marzo de 2023 asciende a \$2.308,7 millones y refleja un incremento de \$369,2 millones en comparación con el saldo por el mismo concepto al 31 de diciembre de 2022. Esta variación se explica por: (i) actualización del descuento por abandono de pozos por \$21,7 millones, (ii) un efecto



por diferencia de conversión de \$359,9 millones, parcialmente compensados por \$12,5 millones de provisión por abandono de pozos que se reclasificaron al pasivo corriente al 31 de marzo de 2023.

Deudas Financieras no corrientes:

Al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022, la Emisora mantiene un saldo de \$2.604,2 millones y \$2.575 millones, respectivamente en obligaciones negociables. Ver Nota 24- Deudas Financieras en los estados financieros condensados intermedios al 31 de marzo de 2023.

Deudas comerciales y otros pasivos no corriente:

El saldo de deudas comerciales y otros pasivos no corriente al 31 de marzo de 2023 asciende a \$149,1 millones y presenta un aumento del 18% respecto del saldo al 31 de diciembre de 2022. La variación responde principalmente a (i) la actualización en la contraprestación contingente por la adquisición de PPCO por \$13,1 millones, (ii) la actualización del aporte obligatorio establecido en el pliego por la adquisición del área CH y PPCO en \$5,4 millones, y (iii) aumento en remediación ambiental por \$4,4 millones.

Pasivo Corriente

Al 31 de marzo de 2023, el total del pasivo corriente asciende a \$2.881,9 millones, un 47% superior a los \$1.960,8 millones al 31 de diciembre de 2022. El aumento neto del pasivo corriente por \$921,1 millones es producto del aumento de las deudas financieras por \$760,9 millones, el aumento de deudas comerciales y otros pasivos por \$132,3 millones, el aumento del pasivo por arrendamiento por \$17,2 millones, el aumento del pasivo por abandono de pozos por \$12,5 millones parcialmente compensado por una disminución en el impuesto a las ganancias a pagar por \$1,8 millones.

Pasivo por arrendamiento corriente:

El pasivo por arrendamiento corriente al 31 de marzo de 2023 es \$102,9 millones, en comparación a \$85,7 millones al 31 de diciembre de 2022. La variación responde principalmente a las diferencias de conversión por \$43,7 millones e intereses devengados por \$4,9 millones compensado parcialmente por \$27,5 millones de pagos y la reclasificación al pasivo no corriente por \$3,9 millones.

Pasivo por abandono de pozos corriente:

Al 31 de marzo de 2023, se clasificaron \$77,2 millones como pasivo por abandono de pozos en el pasivo corriente, en comparación con los \$64,7 millones al 31 de diciembre de 2022.

Deudas comerciales y otros pasivos corrientes:

El total de deudas comerciales y otros pasivos corrientes al 31 de marzo de 2023 fue de \$1.204,1 millones, en comparación a \$1.071,9 millones al 31 de diciembre de 2022. El aumento neto se explica principalmente por: (i) un aumento del saldo con la sociedad controlante por \$50,3 millones por honorarios de gerenciamiento en concepto de asistencia administrativa, (ii) un aumento en proveedores comunes por \$49,3 millones, (iii) un aumento en remuneraciones y cargas sociales por \$11,5 millones, (iv) un aumento de \$11,3 millones de retenciones a pagar, (v) un aumento en regalías a pagar por \$7,5 millones, (vi) un aumento de \$1,5 millones con la sociedad relacionada por honorarios en concepto de garantías otorgadas, (vii) un aumento de \$1,3 millones de retenciones de impuesto a las ganancias, y (viii) un aumento en la contraprestación contingente por la adquisición de St. Patrick por \$1,3 millones, parcialmente compensado por (a) la disminución de \$1,1 millones en otras deudas consorcistas, (b) la disminución en \$0,3 millones de pasivos diversos, (c) la disminución de \$0,2 millones en remediación ambiental, y (d) la disminución en \$0,2 millones en intereses fiscales a pagar.



Impuesto a las ganancias a pagar:

El total del impuesto a las ganancias a pagar al 31 de marzo de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es de \$4,9 millones y \$6,7 millones, respectivamente.

Deudas financieras corrientes:

Al 31 de marzo de 2023, las deudas financieras de la Emisora ascienden a \$1.492,8 millones y se componen de \$454,1 millones de obligaciones negociables a pagar, \$1.054,3 millones de préstamos bancarios compensados parcialmente por \$15,6 millones de costos de emisión de las obligaciones negociables.

Al 31 de diciembre de 2022, las deudas financieras de la Emisora ascendían a \$731,8 millones, de los cuales \$730,6 millones correspondían a préstamos bancarios y \$14,5 millones a intereses a pagar de obligaciones negociables compensados parcialmente por \$13,2 millones de costo de emisión de obligaciones negociables.

Patrimonio Neto

En el siguiente cuadro se muestra la composición del patrimonio neto de la Emisora al 31 de marzo de 2023 y 31 de marzo de 2022, según surgen de los estados financieros condensados intermedios de la Emisora bajo normas NIIF.

(Valores expresados en miles de pesos argentinos)

	Atribuible a los accionistas de la Sociedad							Total
	Aportes de los accionistas		Resultados acumulados					
	Capital Social		Ganancias reservadas					
	Capital Suscripto	Prima de fusión	Reserva legal	Reserva facultativa	Reserva especial ⁽¹⁾	Otro resultado integral	Resultados no asignados	
Saldos al 1 de enero de 2022	359.580	22.808	-	-	149.700	1.603.315	1.078.472	3.213.875
Resultado del período	-	-	-	-	-	-	(158.334)	(158.334)
Otros resultados integrales – Efecto de conversión monetaria	-	-	-	-	-	158.415	109.379	267.794
Saldos al 31 de marzo de 2022	359.580	22.808	-	-	149.700	1.761.730	1.029.517	3.323.335
Saldos al 31 de diciembre de 2022	359.580	22.808	109.776	2.085.769	442.824	3.025.803	(1.497.548)	4.549.012
Resultado del período	-	-	-	-	-	-	(356.828)	(356.828)
Otros resultados integrales – Efecto de conversión monetaria	-	-	19.736	374.982	79.611	608.628	(324.723)	758.234
Saldos al 31 de marzo de 2023	359.580	22.808	129.512	2.460.751	522.435	3.634.431	(2.179.099)	4.950.418

⁽¹⁾ Corresponde a la Resolución General 609/12 de la CNV

⁽²⁾ Según aplicación de Resolución General 941/2022

La información al 31 de marzo de 2023 y 31 de marzo de 2022 surge de los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31/03/2023 publicados en AIF bajo el ID# 3044186.

Factores significativos:

Al 31 de marzo de 2023, no se presentaron factores significativos adicionales a los ya mencionados con relación al 31 de diciembre de 2022.

Liquidez y Recursos de Capital

Liquidez

El enfoque de la Sociedad para administrar el riesgo de liquidez es asegurar que tendrá suficiente liquidez para cumplir con sus pasivos a su vencimiento. La Gerencia de la Sociedad supervisa las proyecciones actualizadas sobre los requisitos de liquidez para asegurarse que haya suficiente efectivo e instrumentos financieros líquidos para alcanzar las necesidades operacionales y financieras de la Sociedad.

Al 31 de marzo de 2023 la Sociedad presenta un capital de trabajo negativo de \$ 1.021 millones compuesto por \$ 1.861 millones del activo corriente y \$ 2.882 millones del pasivo corriente. El activo corriente incluye activos financieros compuestos de efectivo, cuentas comerciales por cobrar y otros créditos y, el pasivo corriente incluye pasivos financieros compuestos por cuentas comerciales y otros pasivos, y deudas financieras.

- *Préstamos bancarios al 31 de marzo de 2023:*

Al 31 de marzo de 2023, la Emisora mantenía préstamos bancarios según el siguiente detalle:

(Valores expresados en miles de pesos)

Fecha	Entidad	Tipo financiación	Capital	Moneda	TNA	Vencimiento
10/03/2022	Banco Hipotecario S.A.	Acuerdo descubierto ⁽¹⁾⁽⁷⁾	800.000	ARS	81,50%	31/05/2023
07/06/2022	Banco de la Nación Argentina	Capital de trabajo BNA I	27.500	ARS	Variable ⁽²⁾	02/06/2023
15/12/2022	Banco de la Nación Argentina	Capital de trabajo BNA II	41.250	ARS	Variable ⁽³⁾	13/10/2023
16/03/2023	Banco de la Nación Argentina	Capital de trabajo BNA III	27.500	ARS	Variable ⁽⁴⁾	11/03/2024
28/03/2023	Banco de la Nación Argentina	Capital de trabajo BNA IV	13.750	ARS	Variable ⁽⁵⁾	19/03/2024
06/02/2023	Banco Galicia S.A.U.	Capital de trabajo	50.000	ARS	70%	09/05/2023
07/02/2023	Banco CMF S.A.	Acuerdo descubierto ⁽⁸⁾	60.000	ARS	79,50%	07/04/2023
14/03/2023	Banco Supervielle S.A.	Capital de trabajo	60.000	ARS	88%	09/06/2023
15/02/2023	Banco Galicia S.A.U.	Acuerdo descubierto ⁽⁶⁾	50.000	ARS	86%	28/04/2023

- (1) En garantía de cumplimiento de las obligaciones asumidas bajo el acuerdo de descubierto se constituyen como fiadores Pablo Peralta y Roberto Domínguez por USD 4 millones.
- (2) Devenga una tasa de interés variable, calculada y pagadera trimestralmente junto con el capital sobre la base de BADLAR más un 6% anual. El saldo de capital se amortiza en una cuota de \$27,5 millones, con vencimiento el 2 de junio de 2023.
- (3) Devenga una tasa de interés variable, calculada y pagadera trimestralmente junto con el capital sobre la base de BADLAR más un 10% anual. El saldo de capital se amortiza en tres cuotas de \$13,75 millones cada una, con vencimiento el 17 de junio de 2023, el 17 de septiembre de 2023 y el 13 de octubre de 2023.
- (4) Devenga una tasa de interés variable, calculada y pagadera trimestralmente junto con el capital sobre la base de BADLAR más un 10% anual. El capital se amortiza en cuatro cuotas trimestrales de \$6,9 millones cada una, con vencimiento el 13 de junio de 2023, el 11 de septiembre de 2023, el 11 de diciembre de 2023 y el 11 de marzo de 2024.
- (5) Devenga una tasa de interés variable, calculada y pagadera trimestralmente junto con el capital sobre la base de BADLAR más un 10% anual. El capital se amortiza en cuatro cuotas trimestrales de \$3,4 millones cada una, con vencimiento el 23 de junio de 2023, el 21 de septiembre de 2023, el 20 de diciembre de 2023 y el 19 de marzo de 2024.
- (6) Al 31/03/2023, el saldo por el descubierto con Banco Galicia S.A.U. asciende \$49.945.
- (7) Al 31/03/2023, el saldo por el descubierto con Banco Hipotecario S.A. asciende \$706.645.
- (8) Al 31/03/2023, el saldo por el descubierto con Banco CMF S.A. asciende \$58.750.

Fuente: Nota 24 – Deudas Financieras- de los Estados Financieros al 31/03/2023 identificados bajo el ID# 3044186.

- *Obligaciones negociables al 31 de marzo de 2023*

Se detallan a continuación las obligaciones negociables al 31 de marzo de 2023:

Tipo de deuda	Moneda	Capital	Tasa de Interés	Vencimiento
Obligaciones Negociables - Clase III	USD	\$ 14,6 millones	4%	7 cuotas trimestrales a partir del 10 de febrero de 2024

- *Detalle de los pasivos financieros de la Emisora agrupados según fechas de vencimiento, considerando el período restante de la fecha del estado de situación financiera condensado intermedio hasta su fecha de vencimiento contractual.*

Las cantidades que se muestran en la tabla son los flujos de efectivo contractuales sin descontar para los períodos finalizados el 31 de marzo de 2023.

Los pasivos financieros de la Emisora incluyen: deudas comerciales y otros pasivos, y deudas financieras que incluyen los préstamos bancarios, obligaciones negociables.

Los importes incluidos en los siguientes cuadros para las líneas de deudas comerciales y otros pasivos no incluyen las deudas fiscales.

Los importes correspondientes a los pasivos financieros según fechas de vencimiento incluidos en el siguiente cuadro fueron elaborados por la Emisora en base a cálculos, registros e información interna de la Sociedad, por lo que no pueden ser comparados o cotejados con los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31 de marzo de 2023.

(Valores expresados en miles de pesos argentinos)

Al 31/03/2023	Menos de 1 año	Entre 1 y 2 años	Entre 2 y 5 años	Total
Deudas comerciales y otros pasivos	1.053.654	-	86.150	1.139.804
Préstamos	1.054.263	-	-	1.054.263
Obligaciones Negociables	438.500	1.735.902	868.332	3.042.734
Total	2.546.417	1.735.902	954.482	5.236.801

Las cifras de los cuadros abajo incluidos fueron elaboradas por la Sociedad en base la información incluida en la Nota de “Deudas comerciales y otros pasivos” de los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31 de marzo de 2023:

(Valores expresados en miles de pesos argentinos)

Detalle deudas comerciales y otros pasivos	31/03/2023
Proveedores comunes	905.945
Sociedad relacionada	1.515
Sociedad controlante	137.634
Contraprestación adquisición ST. Patrick	8.508
Otras deudas consorcistas	52
Deudas comerciales y otros pasivos	1.053.654
Contraprestación adquisición PPCO	86.150
Deudas comerciales y otros pasivos no cte	86.150

Recursos de Capital

El objetivo de la Sociedad ha sido mantener su base de capital a fin de sustentar el desarrollo futuro del negocio.

La Sociedad considera que su estructura de capital incluye el patrimonio, el capital de trabajo y las deudas financieras. La Sociedad gestiona su estructura de capital y efectúa ajustes, en la medida de su capacidad, a la luz de los cambios producidos en las condiciones económicas y las características de los activos subyacentes de petróleo y gas natural en términos de riesgo. A fin de mantener o ajustar la estructura de capital, la Sociedad puede entre otras acciones, ajustar su gasto de capital para gestionar los niveles de deuda, vigentes y proyectados, ceder una parte de sus activos exploratorios, emitir deuda bajo la forma de obligaciones negociables y otros valores representativos de deuda con o sin oferta pública, obtener nuevas líneas de crédito además de otras acciones de emisión de capital que podría realizar su sociedad controlante.

La Sociedad revisa periódicamente su estructura de capital en relación con sus presupuestos de exploración y desarrollo y busca mantener un nivel de generación de fondos de sus actividades operativas que le permitan atender su plan de inversiones y cumplir con sus compromisos exploratorios.

Los compromisos significativos de inversión de capital de la Emisora al 31 de marzo de 2023 se detallan en los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31 de marzo de 2023 publicados en AIF bajo el ID# 3044186.

La Emisora busca mantener un adecuado nivel de endeudamiento sobre el total del patrimonio considerando la industria y los mercados en los que opera. El índice anual de deuda / patrimonio total (donde “deuda” comprende todos los préstamos financieros y “patrimonio” es la suma de los préstamos financieros y el patrimonio) es 44,75% al 31 de marzo de 2023 y 41,40% al 31 de diciembre de 2022. La Emisora monitorea su capital sobre la base de la ratio de apalancamiento. Esta ratio se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalente de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio atribuible a los propietarios tal y como se muestra en estado de situación financiera, más la deuda neta.

La ratio de apalancamiento al 31 de marzo de 2023 es el siguiente:

(Valores expresados en miles de pesos)

Detalle	31/03/2023
Préstamos	1.054.263
Obligaciones negociables	3.042.734
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	(87.667)
Deuda Neta	4.009.330
Capital Total	8.959.748
Ratio de apalancamiento	44,75%

Los importes correspondientes a la ratio de apalancamiento arriba incluidos fueron elaborados por la Emisora en base a cálculos, registros e información interna de la Sociedad, por lo que no pueden ser comparados o cotejados con los Estados Financieros Condensados Intermedios al 31 de marzo de 2023.

Solvencia y equilibrio financiero

La Sociedad prevé mantener una estructura de capital conservadora y una política prudente de gestión financiera, en concordancia con la industria y el contexto en el que opera.

La Sociedad entiende que los niveles de endeudamiento y liquidez bien administrados son esenciales para proveer la suficiente flexibilidad para obtener financiamiento de diversas fuentes e implementar proyectos de inversiones en bienes de capital en forma consistente en tiempo y forma. Asimismo, la Sociedad revisa periódicamente su estructura de capital en relación con sus presupuestos de exploración y desarrollo y busca mantener un nivel de generación de fondos de sus actividades operativas que le permitan atender su plan de inversiones y cumplir con sus compromisos exploratorios. La Sociedad tiene como propuesta desarrollar el crecimiento a un ritmo que le permita mantener una sana posición financiera.

Los excedentes de efectivo se mantienen en pesos, depositados en cuentas bancarias o fondos comunes de inversión con el propósito de mantener liquidez.

A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad no participa en contratos de cobertura de tipo de cambio, derivados financieros o contrato de gestión de riesgos o de precios de materias primas como contratos forward o seguros de cambio, opciones o contratos de futuros.

Información sobre tendencias

El 100 % de los ingresos de gas natural de la Sociedad obtenidos en el período finalizado el 31 de marzo de 2023, provino de ventas al mercado industrial. El precio de venta de gas natural al mercado industrial es negociado entre el operador de la UT RCLV (de la cual la Sociedad es miembro) y el cliente. El precio de ventas de gas natural al mercado residencial es fijado por el gobierno argentino.

Los ingresos por ventas de petróleo obtenidos en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023 fueron a cuatro clientes, de las cuales el 65% fue al mercado local y el 35% por exportaciones.

Todos los ingresos por ventas de gas natural obtenidos en el período finalizado el 31 de marzo de 2023 fueron ventas locales, de las cuales el 75% fue a tres clientes principales.



Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina.
24 de mayo de 2023.

EMISORA

CROWN POINT ENERGÍA S.A.
Godoy Cruz 2769 Piso 4
C1425FQK – Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

ASESORES LEGALES DE LA EMISORA

SALAVERRI, BURGIO & WETZLER MALBRÁN
Av. Libertador 602, Piso 3°
C1001ABT – Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

AUDITORES EXTERNOS

PRICE WATERHOUSE & CO S.R.L.
Bouchard 557, Piso 8°
C1106ABG – Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina



María T. Zappino