

PROSPECTO DE PROGRAMA



TECPETROL S.A.

PROGRAMA DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES SIMPLES (NO CONVERTIBLES EN ACCIONES) POR HASTA US\$ 1.000.000.000 (O SU EQUIVALENTE EN OTRAS MONEDAS O UNIDADES DE MEDIDA O VALOR)

El presente prospecto (el “**Prospecto**”) corresponde al programa global de emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) por un valor nominal de hasta US\$ 1.000.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor) en cualquier momento en circulación (el “**Programa**”), de **Tecpetrol S.A.** (C.U.I.T. N 30-59266547-2) (“**Tecpetrol**”, la “**Sociedad**”, la “**Emisora**” o la “**Compañía**”), en el marco del cual ésta podrá, conforme con la Ley N° 23.576 de Obligaciones Negociables y sus modificatorias (la “**Ley de Obligaciones Negociables**”) y demás normas vigentes, emitir obligaciones negociables simples (las “**Obligaciones Negociables**”) no convertibles en acciones, a corto, mediano o largo plazo, subordinadas o no, con garantía común, especial y/o flotante, con o sin recurso limitado, y con o sin garantía de terceros. El plazo de duración del Programa dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables será de cinco años contados desde la fecha de la autorización de la prórroga de la vigencia del Programa otorgada por la Comisión Nacional de Valores (la “**Comisión Nacional de Valores**” o la “**CNV**”) que se detalla más abajo.

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en el marco del Programa en distintas clases con términos y condiciones específicos cada una (cada una, una “**Clase**”), pero las Obligaciones Negociables de una misma Clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma clase podrán ser emitidas en distintas series (cada una, una “**Serie**”) con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma Clase, pudiendo las Obligaciones Negociables de las distintas Series tener diferentes fechas de emisión, precios de emisión y/o fecha de pago de intereses inicial. El monto, denominación, moneda, unidades de medida o de valor, precio de emisión, fechas de amortización y vencimiento e intereses, junto con los demás términos y condiciones de cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, se detallarán en un suplemento de precio correspondiente a cada Clase y/o Serie (cada uno, un “**Suplemento de Precio**” o “**Suplemento**”) el cual complementará los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables descriptos en el presente. La Emisora podrá emitir Obligaciones Negociables con vencimientos de no menos de 30 días a partir de la fecha de emisión.

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o variable, o no devengar intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

La creación del Programa ha sido autorizada por Resolución N° RESFC-2017-18994-APN-DIR#CNV de fecha 30 de octubre de 2017 de la CNV, la prórroga de vigencia del Programa mediante Disposición DI-2022-7-APN-GE#CNV de fecha 21 de abril de 2022 y la actualización de la información comercial, contable y financiera, así como toda otra información contenida en el presente Prospecto fue autorizada por la CNV mediante Disposición RE-2023-41944026-APN-GE#CNV de fecha 17 de abril de 2023. Estas autorizaciones sólo significan que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del Directorio y, en lo que le atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora y de los auditores externos 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 Directorio 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 inversor con relación a las Obligaciones Negociables, conforme las normas vigentes.

La Emisora podrá ofrecer las Obligaciones Negociables en forma directa o a través de colocadores y agentes que la Emisora designará oportunamente. Tales colocadores y agentes serán indicados en el Suplemento de Precio correspondiente. Este Prospecto no podrá ser utilizado para concretar ventas de Obligaciones Negociables a menos que esté acompañado por el Suplemento de Precio correspondiente. La Emisora podrá designar uno o más agentes colocadores o intermediarios autorizados para efectuar la distribución de las Obligaciones Negociables.

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

Las Obligaciones Negociables emitidas en el marco de este Programa calificarán como obligaciones negociables conforme a la Ley de Obligaciones Negociables, se emitirán y colocarán con arreglo a dicha ley, a la Ley N° 19.550, con sus modificaciones (la “**Ley General de Sociedades**”), la Ley N° 26.831 con sus modificatorias (la “**Ley de Mercado de Capitales**”), las regulaciones de la Comisión Nacional de Valores y sus modificatorias de acuerdo al texto ordenado por la Resolución General N° 622/13 (las “**Normas N.T. 2013 y sus mod.**”) y cualquier otra ley y/o reglamentación aplicable, y tendrán los beneficios allí otorgados y estarán sujetas a los requisitos de procedimiento allí establecidos.

LA EMISORA HA OPTADO POR 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 LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES QUE SE EMITAN BAJO EL PROGRAMA Y, EN SU CASO, INFORMARÁ LA CALIFICACIÓN OTORGADA EN LOS SUPLEMENTOS CORRESPONDIENTES. EN CASO QUE LA EMISORA OPTÉ POR CALIFICAR UNA O MÁS CLASES Y/O SERIES DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES, ÉSTAS CONTARÁN SOLAMENTE CON UNA CALIFICACIÓN DE RIESGO A MENOS QUE SE ESPECIFIQUE LO CONTRARIO EN LOS SUPLEMENTOS CORRESPONDIENTES. LAS CALIFICACIONES DE RIESGO NO CONSTITUIRÁN - NI PODRÁN SER CONSIDERADAS COMO - UNA RECOMENDACIÓN DE ADQUISICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES POR PARTE DE LA EMISORA O DE CUALQUIER AGENTE COLOCADOR PARTICIPANTE EN UNA CLASE O SERIE BAJO EL PROGRAMA.

FIX SCR S.A. Agente de Calificación de Riesgo ("Fix") en su informe de fecha 9 de enero de 2023, confirmó en AAA(arg) la calificación de emisora de largo plazo de la Sociedad y la calificación de corto plazo en A1+(arg). El informe puede ser consultado en <https://www.fixscr.com>

La CNV no ha emitido juicio sobre el carácter Social, Verde y/o Sustentable que puedan tener las potenciales emisiones de la Emisora. A tal fin, el órgano de administración se orientará por los "Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina" contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de la CNV. Asimismo, la Emisora podrá emitir títulos conforme otros lineamientos y principios previstos por ICMA (International Capital Market Association) incluyendo, sin limitación, los Principios de los Bonos Vinculados a la Sostenibilidad (Sustainability-Linked Bond Principles), la ONU (Organización de las Naciones Unidas) (the Ten Principles of the UN Global Compact), OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) (OECD Principles of Corporate Governance), la OIT (Organización Internacional del Trabajo) (ILO Principles), así como conforme los parámetros o calificaciones que brinden entidades públicas o privadas.

La Emisora podrá solicitar autorización para el listado y la negociación de una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (el "BYMA") a través de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (la "BCBA"), en virtud del ejercicio de la facultad delegada por el BYMA, conforme lo dispuesto por la Resolución 18.629 de la CNV, y/o en el Mercado Abierto Electrónico S.A. ("MAE"), y asimismo, en uno o más mercados de valores autorizados por la CNV del país y/o mercado de valores del exterior, según se indique en cada Suplemento de Precio.

Destacamos que la Resolución General (CNV) Nro. 917 (publicada en el Boletín Oficial en fecha 3 de enero de 2022) dispone que la emisora deberá incluir, en forma destacada, en todo prospecto o suplemento de prospecto, una advertencia que indique si cumple con los requisitos previstos en el citado Decreto Nro. 621/2021 y sobre las consecuencias, para los inversores, que deriven del incumplimiento de las disposiciones aplicables para gozar de la exención impositiva. Se hace saber a los inversores que, en caso de que se emitan Obligaciones Negociables en el marco del presente programa, la emisora cumplirá con los requisitos previstos por la Resolución General (CNV) Nro. 917.

Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar los factores de riesgo que se describen en "Factores de Riesgo" del presente Prospecto y el resto de la información contenida en el presente.

CUIT: 30-59266547-2
Teléfono: (+54 11) 4018-5900
Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, piso 16°, C1001ADA
Ciudad de Buenos Aires - República Argentina
inversores@tecpetrol.com / www.tecpetrol.com

La fecha de este Prospecto es 17 de abril de 2023


Juan Jose Mata

I. ÍNDICE

I. ÍNDICE	3
II. NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES	4
III. INFORMACIÓN RELEVANTE	7
IV. DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS	10
V. INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA	12
VI. FACTORES DE RIESGO	87
VII. POLÍTICAS DE LA EMISORA	131
VIII. DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN	139
IX. ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	152
X. ACTIVOS FIJOS	157
XI. ANTECEDENTES FINANCIEROS	158
XII. INFORMACIÓN CONTABLE	183
XIII. DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA	184
XIV. TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES	189
XV. DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN	198
XVI. INFORMACIÓN ADICIONAL	200

II. 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 Emisora, de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, y de los beneficios y riesgos involucrados. El contenido de este Prospecto y/o de los Suplementos correspondientes no debe ser interpretado como asesoramiento legal, comercial, financiero, 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.

Salvo indicación en contrario o a menos que el contexto requiera otra interpretación, todas las referencias en este Prospecto a la “Compañía”, “Tecpetrol”, “Sociedad”, “Emisora”, “nosotros”, “nuestro” o términos similares aluden a Tecpetrol S.A.

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 contenidas en el presente Prospecto y/o en los Suplementos correspondientes, y, si se brindara y/o efectuara, dicha información y/o declaraciones no podrán ser consideradas autorizadas y/o consentidas por la Emisora y/o los correspondientes agentes colocadores.

Ni este Prospecto ni los Suplementos correspondientes 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 correspondientes, y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier jurisdicción a la que se encontraran sujetos y/o en la que realizaran dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni la Emisora ni los correspondientes agentes colocadores tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes.

La exactitud de la información contable, financiera, estadística y toda otra información contenida en este Prospecto es responsabilidad del directorio y del órgano de fiscalización de la Emisora, con respecto a cualquier aspecto dentro de su competencia y de los auditores, respecto de sus informes sobre los estados financieros. El directorio de la Emisora por el presente declara que a la fecha del presente este Prospecto contiene información veraz, exacta y completa sobre todo hecho sustancial que pueda afectar su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones, así como toda otra información que deba ser presentada a los posibles inversores en relación con las Obligaciones Negociables de acuerdo con las leyes aplicables y que no existen otros hechos significativos cuya omisión podría tornar conducente a error a este Prospecto como un todo, a cualquier parte de dicha información o a cualquier opinión o intención expresada en el presente. **Los posibles inversores no deberán asumir que la información contenida en este Prospecto es exacta a ninguna fecha distinta de la indicada en la portada**

de este Prospecto. Los negocios, situación patrimonial, resultados de las operaciones y perspectivas de la Emisora podrían haber cambiado desde dicha fecha. Ni la entrega de este Prospecto ni ninguna venta de Obligaciones Negociables realizada de conformidad con el presente implicará en ninguna circunstancia que la información del presente es correcta a ninguna fecha posterior a la indicada en la portada de este Prospecto.

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.

EN LAS OFERTAS PÚBLICAS INICIALES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES LOS AGENTES QUE PARTICIPEN EN LA ORGANIZACIÓN Y COORDINACIÓN DE LA COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN, POR CUENTA PROPIA O POR CUENTA DE LA EMISORA O TITULAR DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, PODRÁN REALIZAR OPERACIONES DESTINADAS A ESTABILIZAR EL PRECIO DE MERCADO DE DICHAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, UNA VEZ QUE LOS VALORES NEGOCIABLES INGRESAN EN LA NEGOCIACIÓN SECUNDARIA, CONFORME CON EL ARTÍCULO 12 DE LA SECCIÓN IV DEL CAPÍTULO IV DEL TÍTULO VI DE LAS NORMAS N.T, 2013 Y SUS MOD. Y DEMÁS NORMAS VIGENTES (LAS CUALES PODRÁN SER SUSPENDIDAS Y/O INTERRUMPIDAS EN CUALQUIER MOMENTO). DICHAS OPERACIONES DEBERÁN AJUSTARSE A LAS SIGUIENTES CONDICIONES: (I) NO PODRÁN EXTENDERSE MÁS ALLÁ DE LOS PRIMEROS 30 DÍAS CORRIDOS DESDE EL PRIMER DÍA EN EL CUAL SE HAYA INICIADO LA NEGOCIACIÓN DE LAS CORRESPONDIENTES OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN EL MERCADO; (II) LAS OPERACIONES PODRÁN SER REALIZADAS POR AGENTES QUE HAYAN PARTICIPADO EN LA ORGANIZACIÓN Y COORDINACIÓN DE LA COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LA EMISIÓN; (III) SÓLO PODRÁN REALIZARSE OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN DESTINADAS A EVITAR O MODERAR ALTERACIONES BRUSCAS EN EL PRECIO AL CUAL SE NEGOCIEN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES COMPRENDIDAS EN LA OFERTA PÚBLICA INICIAL EN CUESTIÓN; (IV) NINGUNA OPERACIÓN DE ESTABILIZACIÓN QUE SE REALICE EN EL PERÍODO AUTORIZADO PODRÁ EFECTUARSE A PRECIOS SUPERIORES A AQUELLOS A LOS QUE SE HAYA NEGOCIADO LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN CUESTIÓN EN LOS MERCADOS AUTORIZADOS, EN OPERACIONES ENTRE PARTES NO VINCULADAS CON LAS ACTIVIDADES DE ORGANIZACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COLOCACIÓN; Y (V) LOS MERCADOS DEBERÁN INDIVIDUALIZAR COMO TALES Y HACER PÚBLICAS LAS OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN, YA FUERE EN CADA OPERACIÓN INDIVIDUAL O AL CIERRE DIARIO DE LAS OPERACIONES.

En caso que la Emisora se encontrara sujeta a procesos judiciales de quiebra, concurso preventivo, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares, las normas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables), y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, estarán sujetos a las disposiciones previstas por las leyes de quiebra, concursos, acuerdos

preventivos extrajudiciales y/o similares y/o demás normas vigentes que sean aplicables.

En lo que respecta a la información contenida en el Prospecto, la Emisora tendrá las obligaciones y responsabilidades que impone el artículo 119 de la Ley de Mercado de Capitales. Según lo establece ese artículo, los emisores de valores, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. Por su parte, el artículo 120 de la citada ley dispone que las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores, o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del Prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión.

III. INFORMACIÓN RELEVANTE

Aprobaciones societarias

Los términos y condiciones del Programa y la emisión y los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables fueron aprobados por la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de accionistas de la Emisora con fecha 15 de mayo de 2017 y por el Directorio de la Sociedad con fecha 30 de agosto de 2017. El 27 de diciembre de 2019, mediante Asamblea Extraordinaria se resolvió renovar las facultades oportunamente delegadas al Directorio con fecha 15 de mayo de 2017. La extensión del plazo de vigencia y la modificación de ciertos términos y condiciones del Programa fue aprobada por Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de accionistas de fecha 23 de marzo de 2022 y por el Directorio de la Sociedad con fecha 23 de marzo de 2022. La aprobación de la actualización de la información comercial, contable y financiera, así como toda otra información contenida en el presente Prospecto fue autorizada por el Directorio de la Sociedad con fecha 29 de marzo de 2023.

Presentación de información financiera

Los Estados Financieros Auditados de la Emisora por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 están expresados en pesos argentinos y fueron confeccionados de acuerdo con las Normas Internaciones de Información Financiera (“NIIF”).

Presentación de información financiera en economías de hiperinflación

La Emisora ha definido como su moneda funcional el dólar estadounidense, ya que ésta es la moneda que mejor refleja la sustancia económica del contexto en el cual opera. Tanto las ventas de hidrocarburos como los precios de los principales costos de perforación son negociados, pactados y perfeccionados en dólares estadounidenses o tienen en consideración la fluctuación del tipo de cambio respecto de dicha moneda.

Las partidas incluidas en los estados financieros de la Emisora se registran en la moneda funcional, siendo el peso argentino la moneda de presentación de los Estados Financieros Anuales e Intermedios.

Dado que la moneda funcional adoptada no es la moneda correspondiente a una economía hiperinflacionaria, no se aplica la Norma Internacional de Contabilidad N° 29 “Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias”.

Ciertos términos definidos

En este Prospecto, los términos “\$” o “pesos” se refieren a la moneda de curso legal en Argentina y los términos “US\$” y “dólares” se refieren a la moneda de curso legal en los Estados Unidos de América. El término “Argentina” se refiere a la República Argentina. Los términos “Estados Unidos” o “EE.UU.” se refieren a Estados Unidos de América. El término “Gobierno Nacional” o “Gobierno Argentino” se refiere al Gobierno de la Nación Argentina, el término “Secretaría de Energía” o “SE” refiere a la Secretaría de Gobierno de Energía de la República Argentina, a aquellos órganos a la que ésta última reemplazó y a aquellos órganos que la reemplacen a futuro,

los términos “Banco Central” y “BCRA” se refieren al Banco Central de la República Argentina, el término “BCBA” se refiere a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, “BYMA” se refiere a Bolsas y Mercados Argentinos S.A., “MAE” se refiere al Mercado Abierto Electrónico S.A., “Boletín Diario Electrónico de la BCBA” se refiere al boletín diario electrónico publicado por la BCBA en su página web www.bcba.sba.com.ar, en virtud del ejercicio de la facultad delegada por BYMA a la BCBA, conforme lo dispuesto por la Resolución N° 17.501 de la CNV, el término “INDEC” se refiere al Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, el término “IPC” se refiere al índice de precios al consumidor, el término “Banco Nación” se refiere al Banco de la Nación Argentina y el término “Ley General de Sociedades” se refiere a la Ley N° 19.550 y sus modificatorias, el término “Ministerio de Hacienda” se refiere al ex Ministerio de Hacienda de la Nación Argentina, el término “Ministerio de Economía” se refiere al Ministerio de Economía de la Nación Argentina y al antiguo Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación Argentina, según el contexto, el término “MLC” se refiere al Mercado Libre de Cambios, el término “AIF” se refiere a la Autopista de la Información Financiera de la CNV. La Compañía también utiliza en este Prospecto diversos términos y abreviaturas específicas de la industria de petróleo, gas y electricidad de Argentina.

Datos de mercado

La Emisora ha extraído la información sobre el mercado, la industria y las posiciones competitivas que se emplean a lo largo de este Prospecto de sus propias estimaciones e investigación interna, como así también de fuentes gubernamentales y de publicaciones de la industria, entre ellos información confeccionada por el INDEC, el BCRA, el Ministerio de Economía, el Banco Nación, la Secretaría de Gobierno de Energía y el Ente Nacional Regulador del Gas. Si bien la Emisora considera que las estimaciones y la investigación comercial interna son confiables y que las definiciones del mercado utilizadas son adecuadas, ni dichas estimaciones o investigación comercial, ni las definiciones, han sido verificadas por ninguna fuente independiente. Asimismo, si bien la Emisora considera que la información proveniente de terceras fuentes es confiable, la Emisora no ha verificado en forma independiente los datos sobre el mercado, la industria o las posiciones competitivas provenientes de dichas fuentes.

Calificación de Riesgo

Los detalles de las calificaciones de la Emisora pueden ser consultados por el público inversor en el sitio web de FIX SCR S.A. Agente de Calificación de Riesgo (www.fixscr.com/calificaciones) y/o en la página web del agente calificador de riesgo que se indique en el correspondiente Suplemento de Prospecto.

Documentos a disposición

El presente Prospecto y los estados financieros incluidos en el mismo se encuentran a disposición de los interesados en las oficinas ejecutivas de la Emisora ubicadas en Carlos M. Della Paolera 299, Piso 16 (C1001ADA), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en su página web (www.tecpetrol.com) y en la página web de la CNV <https://www.argentina.gob.ar/cnv> en el ítem Información Financiera. Asimismo, se encontrarán a disposición en los mercados donde estén listadas o se negocien las Obligaciones Negociables (entre ellos, sin limitación, en el caso del

MAE: www.mae.com.ar y en el caso de BYMA: www.bolsar.info).

Redondeo

La Emisora ha efectuado ajustes de redondeo a ciertos números contenidos en el presente Prospecto. Como consecuencia de ello, números presentados como totales podrán no ser siempre sumas aritméticas de sus componentes, tal cual son presentadas.

IV. DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

Este Prospecto contiene declaraciones referentes al futuro sobre: (i) los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora; (ii) planes, objetivos o metas respecto de las operaciones de la Emisora; y (iii) presunciones subyacentes a dichas declaraciones. Todas las declaraciones distintas de las referentes a hechos históricos, entre ellas, sin limitación, todas las declaraciones precedidas de las expresiones “aspira”, “anticipa”, “considera”, “podría”, “estima”, “prevé”, “proyecta”, “recomendación”, “desea”, “podrá”, “planifica”, “potencial”, “predice”, “busca”, “deberá”, “hará” y expresiones similares tienen como objeto identificar declaraciones referentes al futuro pero no son los únicos medios a través de los cuales se identifican dichas declaraciones.

La Emisora advierte a los inversores que diversos factores importantes podrían hacer que los resultados reales difieran significativamente de los planes, objetivos, expectativas, estimaciones e intenciones expresadas o inferidas por dichas declaraciones referentes al futuro, incluyendo los siguientes factores:

- Cambios en políticas de gobierno, incluyendo cambios en la economía, controles de cambio, impuestos, tarifas o el marco regulatorio, o demora o denegación de aprobaciones gubernamentales;
- Acontecimientos en los negocios, la economía o el sector político de Argentina, en especial acontecimientos que afecten a la industria del petróleo y gas de Argentina;
- Impacto de la economía argentina por los acontecimientos políticos, económicos y geopolíticos en otros mercados;
- Competencia en el sector y los mercados del petróleo y gas de Argentina;
- Cambios en la normativa que afecten a la industria del petróleo y gas, en especial aquellos que afecten el nivel y la sustentabilidad general de los subsidios otorgados por el gobierno argentino a productores de petróleo y gas, véase “*Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad - La industria del gas y petróleo en la Argentina – Reglamentación específica del mercado para petróleo, gas y GLP (Gas Licuado de Petróleo)*” del presente Prospecto;
- Cambios en los precios del gas natural y otros productos del petróleo;
- Incorporación de nuevas tecnologías de explotación de recursos no convencionales de manera que sea eficiente desde un punto de vista de costos de extracción;
- Riesgos operativos, incluyendo fallas de equipos;
- Restricciones ambientales sobre las operaciones y pasivos ambientales derivados de operaciones pasadas o presentes;
- Riesgos de las contrapartes de contratos;
- Descubrimiento, estimación y desarrollo de reservas de petróleo y gas;
- El impacto de los problemas de suministro o cuestiones relativas a la seguridad del suministro;
- Inflación y fluctuaciones en las tasas de interés;
- Fluctuaciones en los tipos de cambio;
- Demoras o cancelaciones de los proyectos;
- La capacidad de la Emisora de retener a miembros clave de su gerencia de primera

- línea y empleados técnicos clave;
- Controversias o acciones legales o regulatorias adversas;
- Un incremento en el costo de fondeo o imposibilidad de obtener financiación en términos aceptables;
- Un aumento en los costos, incluyendo costos laborales, y gastos de la Emisora,
- Acontecimientos extraordinarios a nivel global, incluyendo, sin limitación, pandemias y guerras, y
- Otros riesgos que puedan afectar la situación patrimonial, liquidez o resultados de las operaciones de la Emisora, incluyendo los que se detallan en “*Capítulo VI. Factores de Riesgo*”.

Si se materializara uno o más de estos factores o incertidumbres o si resultaran incorrectas las presunciones subyacentes a ellos, los resultados reales podrían ser sensiblemente diferentes de los proyectados, considerados, estimados, esperados o previstos en el presente. Los posibles inversores deben leer las secciones de este Prospecto tituladas “*Capítulo VI. Factores de Riesgo*” y “*Capítulo XI. Antecedentes Financieros - f) Reseña y perspectiva operativa y financiera*” para un análisis más detallado de los factores que pueden afectar el desempeño futuro de la Emisora y los mercados en los que esta opera. A la luz de estos riesgos, incertidumbres y presunciones, las declaraciones sobre el futuro descritas en este Prospecto podrían no concretarse. Estas declaraciones son válidas únicamente a la fecha de este Prospecto, y la Emisora no asume la obligación de actualizar o modificar las declaraciones sobre el futuro, ya sea como resultado de información nueva, hechos o acontecimientos futuros a menos que esté obligada a hacerlo de conformidad con la ley aplicable. Constantemente surgen factores adicionales que afectan los negocios de la Emisora, y no es posible predecir todos estos factores ni evaluar su impacto sobre los negocios de la Emisora o la medida en que cualquier factor o una combinación de factores pueden hacer que los resultados reales difieran significativamente de los establecidos en cualquier declaración sobre el futuro. Si bien la Emisora considera que los planes, intenciones y expectativas reflejados en o sugeridos por dichas declaraciones sobre el futuro son razonables, no es posible garantizar que será posible concretar dichos planes, intenciones o expectativas. Asimismo, los inversores no deberán interpretar las declaraciones sobre tendencias o actividades pasadas como garantías de que dichas tendencias o actividades continuarán en el futuro. Todas las declaraciones sobre el futuro expresadas en forma escrita, verbal y electrónica atribuibles a la Emisora o a personas actuando en su nombre se encuentran expresamente condicionadas en su totalidad por esta advertencia.

V. INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

Este resumen detalla cierta información relevante incluida en otras secciones de este Prospecto. Este resumen no pretende ser completo, y podría no contener toda la información que es de importancia o relevante para los inversores. Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, es necesario leer detenidamente este Prospecto en su totalidad para una mejor comprensión de los negocios de la Emisora y de esta oferta, entre ella los estados financieros auditados de la Emisora y sus notas relacionadas, así como las secciones tituladas “Capítulo VI. Factores de Riesgo.” y “Capítulo XI. Antecedentes Financieros - f) Reseña y perspectiva operativa y financiera” incluidos en otras secciones de este Prospecto.

a) **Reseña histórica y descripción**

General

Denominación, forma legal y CUIT: La Emisora se denomina Tecpetrol S.A. y es una sociedad anónima constituida conforme los términos de la Sección V.- de la Ley General de Sociedades de la República Argentina (Ley N° 19.550 y concordantes). La Emisora se encuentra identificada tributariamente bajo el CUIT N° 30-59266547-2.

Fecha de Constitución, Plazo de Duración y Reformas de Estatuto: Tecpetrol fue constituida el 5 de junio de 1981, por un plazo de 99 años (que expira el 19 de junio de 2080) resultando inscripta en el Registro Público de Comercio el 19 de junio de 1981 bajo el Número correlativo de IGJ 802.207 y Número de inscripción 247 del libro 94, tomo A de Sociedades Anónimas.

El estatuto y sus modificaciones fueron inscriptos en el Registro Público de Comercio a cargo de la Inspección General de Justicia de la Capital Federal al Tomo "A" de Estatutos de Sociedades Anónimas Nacionales bajo los siguientes números y fechas: N° 247- Lo. 94, el 19 de junio de 1981; N°1409- Lo. 98, el 25 de marzo de 1983; N° 10312- Lo. 101, el 16 de octubre de 1985; N° 4587- Lo. 103, el 1 de julio de 1987; N° 537- Lo. 106, el 24 de febrero de 1989, N° 8862- Lo. 107, el 12 de diciembre de 1989, N° 7601-Lo. 111, el 18 de agosto de 1992; N° 12535- Lo 112, el 21 de diciembre de 1992, N° 2660- Lo 112, el 6 de abril de 1993; N° 12036- Lo 117, el 14 de diciembre de 1995, N° 12632- Lo 122, el 30 de octubre de 1997; N° 15449 Lo. 12, el 13 de octubre de 2000; N° 10506 Lo. 28, el 14 de septiembre de 2005; N° 19250 Lo. 37, el 16 de noviembre de 2007; N° 4985 Lo. 44, el 23 de marzo de 2009; N° 17349 Lo. 51, el 20 de septiembre de 2010; N° 3.041 L°78, el 02 de marzo de 2016; N° 23.337 L° 82, el 25 de noviembre de 2016; N° 19.900 L°86, el 28 de septiembre de 2017; y N° 15.183 Lo. 90, el 14 de agosto de 2018.

Objeto Social: La Emisora tiene por objeto las siguientes actividades: (a) la exploración, explotación y desarrollo de yacimientos de hidrocarburos; (b) el transporte, la distribución, la transformación, la destilación y el aprovechamiento industrial de hidrocarburos y sus derivados y el comercio de hidrocarburos; y (c) generación de energía eléctrica y su comercialización mediante construcción, operación y explotación bajo cualquier forma de centrales y equipos para la generación, producción, autogeneración y/o cogeneración de energía eléctrica.

Sede Social y datos de contacto: La Emisora tiene su sede social en el Pasaje Carlos M. Della

Paolera 297/299, piso 16, C1001ADA, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. La misma ha sido inscrita en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, dependiente de la Inspección General de Justicia, el 25 de octubre de 2006, bajo el número 17.155, del libro 33, del Tomo de Sociedades por Acciones. El teléfono de contacto de la Emisora es (+54) 11 4018-5900/ Fax (+54) 11 4018-5939; y la dirección de email es inversores@tecpetrol.com.

Capital Social. Acciones. Accionista: La Emisora es una compañía privada, cuyas acciones no listan ni se comercializan en ningún mercado de valores autorizado por la CNV y/o del exterior.

El capital social es de cuatro mil cuatrocientos treinta y seis millones cuatrocientos cuarenta y ocho mil sesenta y ocho Pesos (\$4.436.448.068), representado por cuatro mil cuatrocientos treinta y seis millones cuatrocientos cuarenta y ocho mil sesenta y ocho (4.436.448.068) acciones ordinarias escriturales de un peso (\$1) valor nominal cada una. El capital social se encuentra dividido en la siguiente forma: 3.106.342.422 (tres mil ciento seis millones trescientos cuarenta y dos mil cuatrocientas veintidós) acciones ordinarias escriturales “A”, y 1.330.105.646 (mil trescientos treinta millones ciento cinco mil seiscientos cuarenta y seis) acciones ordinarias escriturales “B”.

No existen aportes irrevocables efectuados a la Emisora y que se encuentren pendientes de capitalización.

El artículo séptimo del Estatuto Social de la Emisora dispone que *“las acciones totalmente integradas no serán representadas por títulos, sino por inscripciones en cuentas a nombre de sus titulares en un registro de acciones escriturales que será llevado por la Emisora con las formalidades indicadas en el artículo 213 de la ley 19.550 en lo pertinente, o por un tercero”*.

La Emisora es controlada por Tecpetrol Internacional S.L., quien posee subsidiarias que desarrollan, invierten y operan negocios en la producción, transporte y distribución de petróleo y gas en Argentina, Bolivia, Ecuador, México, Perú, Venezuela y Colombia. Para mayor información, véase *“Capítulo IX. Estructura de La Emisora, Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas”*.

Administración: La administración de la Emisora está a cargo de un Directorio compuesto de no menos de tres y no más de cinco miembros titulares nombrados por la Asamblea Ordinaria. Los Directores durarán un ejercicio en sus funciones, siendo válidos sus mandatos hasta la elección de sus reemplazantes; pueden ser reelectos indefinidamente. En caso de ausencia, impedimento o renuncia o licencia de un director, el Consejo de Vigilancia puede designar a un reemplazante, que durará en el cargo hasta la reincorporación del titular, el cese del impedimento o hasta la próxima Asamblea Ordinaria. Para mayor información, véase *“Capítulo VIII. Datos Sobre Directores, Gerentes, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización”*.

Asimismo, el estatuto de la Emisora dispone la existencia de un Consejo de Vigilancia formado por no menos de tres miembros titulares que serán designados anualmente por la Asamblea Ordinaria, con las funciones asignadas para tal órgano por la Ley General de Sociedades.

El gerenciamiento de la Emisora está a cargo de un Director General, a quien reporta un equipo de dieciocho funcionarios con responsabilidad específica sobre diferentes áreas de negocio. Para más información, véase el “*Capítulo VIII. Datos Sobre Directores, Gerentes, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización*” del presente Prospecto.

Las decisiones operativas son tomadas por el grupo de directivos compuesto por el Presidente, el Director General de E&P, el Director General de Desarrollo de Negocios, G&P y Comercial, Director de Transición Energética, y el Director General de Áreas Corporativas, con el apoyo de los demás directores ejecutivos antes mencionado, y las decisiones de tipo estratégico, así como aquellas inherentes al órgano de administración de la Emisora, son sometidas a aprobación del Directorio.

Producción y Reservas: Los hidrocarburos extraídos durante el ejercicio 2022 en áreas operadas por Tecpetrol fueron en promedio 2.621 m³/día de petróleo y 17.666 Mm³/día de gas (correspondiendo a la Sociedad 1.857 m³/día y 16.353 Mm³/día de petróleo y gas respectivamente), y representa un incremento del 3% en petróleo y 16% en gas, respecto al año anterior.

Al 31 de diciembre de 2022, las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de gas y petróleo de acuerdo a las participaciones de la Sociedad, ascendían a: (i) Petróleo crudo: (i.a.) Reservas probadas desarrolladas: 2,75 millones de metros cúbicos; (i.b.) Reservas probadas no desarrolladas: 4,52 millones de metros cúbicos; y (ii) Gas natural: (ii.a.) Reservas probadas desarrolladas: 12,52 miles de millones de metros cúbicos; y (ii.b.) Reservas probadas no desarrolladas: 65,62 miles de millones de metros cúbicos

Actividad: la Emisora realiza actividades de exploración, explotación y transporte de petróleo y gas en Argentina. Las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas de la Emisora pueden dividirse en dos segmentos: (i) un primer segmento que contempla las actividades y participaciones en la Cuenca Neuquina; y (ii) un segundo segmento que contempla las actividades y participaciones integrando tres cuencas, la Cuenca del Noroeste, la Cuenca del Golfo de San Jorge y el comienzo de exploración en la Cuenca Marina Malvinas.

El primer segmento -la Cuenca Neuquina- comprende la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales (áreas Agua Salada y Los Bastos) y de hidrocarburos no convencionales (áreas Fortín de Piedra, Punta Senillosa, Los Toldos I Norte, Los Toldos II Este, Los Toldos I Sur (no operada), Loma Ancha y Puesto Parada).

El segundo segmento comprende la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales, encontrándose dentro de (i) la Cuenca del Noroeste, las áreas Aguaragüe y Ramos (no operada); (ii) en la Cuenca del Golfo de San Jorge, las áreas El Tordillo, La Tapera/Puesto Quiroga, Estancia La Mariposa, Lomita de la Costa, Cerro Mangrullo y Gran Bajo Oriental; y (iii) en la Cuenca Marina Malvinas, el área MLO-124 (no operada).

Compromisos de Inversión: La Emisora posee al 31 de diciembre de 2022 los siguientes compromisos de inversión en las áreas en que participa:

Cuenca	Área	Compromisos de inversión pendientes
Noroeste - San Jorge y Otros	Tordillo y La Tapera-Puesto Quiroga	Para la extensión de la operación del área hasta el año 2047 se acordó la inversión adicional de USD 200 millones hasta el 31 de diciembre de 2026, de los cuales restan ejecutar USD 40 millones
	Gran Bajo Oriental	Perforación de 1 pozo exploratorio de 1.900 mbpp (equivalente a 570 UT) antes de junio de 2025
	Aguarague	Ejecución de 1 workover y 2 abandonos de pozos a realizarse en 2023. Perforación de 1 pozo de desarrollo, 1 workover y 2 abandonos de pozos a realizarse en 2024 y 2 abandonos de pozos a realizarse en 2025. Reprocesamiento de sísmica en Río Pescado
	MLO-124	Estudios de sísmica 3D en el 100% del bloque, realización de sísmica 3D y compra de sísmica antes del octubre de 2025
Neuquina	Agua Salada	Ejecución de dos workover a realizarse antes de septiembre 2025
	Los Bastos	Inversiones exploratorias por US\$ 10.85 millones a realizarse hasta el año 2026 fuera del lote de explotación (*)
	Puesto Parada	Perforación de 2 pozos horizontales en una locación existente, a realizarse antes de diciembre de 2025
	Los Toldos I Norte	Inversiones del Plan Piloto consistentes en la perforación y terminación de 4 pozos, adquisición de sísmica 3D, infraestructura y otras inversiones hasta mayo de 2024 (4 pozos perforados, completos y con ensayo iniciado antes de febrero de 2024)
	Los Toldos II Este	Perforación, completación y ensayo iniciado de dos pozos horizontales antes del 30 de septiembre de 2023

(*) A la fecha de este Prospecto, las inversiones fueron ejecutadas y se encuentran en proceso de certificación y reconocimiento por parte de la provincia del Neuquén.

En el marco del Plan Gas.Ar, Tecpetrol asumió un compromiso de inversión total entre los años 2021 y 2028 por aproximadamente USD 1.081 millones en la Cuenca Neuquina, a ser ejecutado de la siguiente manera: i) USD 13 millones para el primer trimestre de 2021; ii) USD 29,2 millones a partir del segundo trimestre de 2021 y hasta el cuarto trimestre de 2022 y; iii) USD 36 millones por trimestre desde el 2023 al 2028. Al 31 de diciembre de 2022, Tecpetrol lleva ejecutados USD 733,9 millones. Asimismo, Tecpetrol asumió el compromiso de inyección en las Rondas 1 y 3 del Plan Gas.Ar de 14,9 MMm³/d para la Cuenca Neuquina hasta el año 2024, y prorrogado por la Ronda 4.1 hasta 2028, a los que se agrega el compromiso adicional de inyección hasta el año 2028, resultante de los volúmenes adjudicados en la Ronda 4.2 por 2,5MMm³/de a partir de julio de 2023. En materia de contratación de mano de obra local, regional y nacional, la Sociedad asumió el compromiso de un incremento proporcional, hasta el año 2028, del componente argentino en las contrataciones asociadas al plan de inversiones comprometido. A la fecha de emisión del presente Prospecto, Tecpetrol ha cumplido con los compromisos asumidos.

Por otra parte, bajo los contratos celebrados para el suministro de gas natural con las licenciatarias de distribución de gas natural, CAMMESA y ENARSA bajo el referido Plan Gas.Ar, se incluyeron cláusulas habituales de entregar o pagar por hasta 10,64 MMm3/d hasta junio 2023, y de hasta 13,14 MMm3/d desde julio de 2023 hasta diciembre 2028, con incrementos de 4,5 MMm3/d de mayo a septiembre de 2023, 7,25 MMm3/d de mayo a septiembre del 2024, y 6 MMm3/d de mayo a septiembre de cada año desde el 2025 hasta el 2028.

Respecto a los contratos celebrados con industriales y comercializadoras para el suministro de gas con destino industrial o GNC, en los mismos se incluyeron cláusulas habituales de entregar o pagar por volúmenes del orden de 6,5 MMm3/d hasta abril de 2024, los que a partir de dicha fecha se reducen en forma significativa por el vencimiento de ciertos contratos.

En relación a contratos de transporte de gas celebrados, los mismos incluyen cláusula de ship or pay por entre 2,2 y 2,9 MMm3/d entre los años 2023 y 2025.

En el marco del Concurso Abierto N°1/2022 de Oldelval y del Concurso Abierto N° OTE 1-2022 de Oiltanking Ebytem, Tecpetrol S.A. asumió compromisos de contratación de servicios de transporte, embarque y almacenaje con cláusulas de ship or pay por aproximadamente 3.066 m3/d, 3.522 m3/d y 21.122 m3, los cuales entran en vigencia una vez puesta en marcha las instalaciones hasta el año 2037, respectivamente.

Información adicional de las áreas: Por otra parte, en el siguiente cuadro se resume cierta información adicional al 31 de diciembre de 2022 sobre las áreas en las que la Emisora tiene derechos de exploración y explotación:

Cuenca	Area	Tipo de Concesión	Provincia	Superficie (en Km2)	Socios	Participación	Fecha Vencimiento Concesión/Permiso
Cuenca Neuquina	Fortín de Piedra	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquén	248,17	Tecpetrol SA	100.00%	30/06/2051
	Punta Senillosa	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquén	24,39	Tecpetrol SA	100.00%	30/06/2051
	Loma Ancha	Permiso de Exploración	Neuquén	142,74	Tecpetrol SA (operador) GyP de Neuquén	95.00% 5.00%	15/12/2022 (1)
	Los Bastos	Concesión de Explotación	Neuquén	208,86	Tecpetrol SA	100.00%	1/10/2026
	Los Toldos I Norte	Concesión de Explotación	Neuquén	202,79	Tecpetrol SA (operador) GyP de Neuquén	90.00% 10.00%	10/05/2054

	Los Toldos II Este	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquén	77,74	Tecpetrol SA (operador) GyP de Neuquén	90.00% 10.00%	10/05/2054
	Agua Salada	Concesión de Explotación	Rio Negro	650,60	Tecpetrol SA (operador) YPF SA	70.00% 30.00%	6/9/2025
	Puesto Parada	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquén	159	Tecpetrol SA	100%	27/12/2057
	Los Toldos I Sur	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquén	194,79	ExxonMobil Exploration Argentina SA (operador) Tecpetrol SA GyP de Neuquén	80.00% 10.00% 10.00%	9/03/2052
Cuenca del Noroeste	Aguaragüe	Concesión de Explotación	Salta	2.585,87	YPF SA Tecpetrol SA (operador) Pampa Energía SA CGC SA Ledesma SA	53.00% 23.00% 15.00% 5.00% 4.00%	14/11/2027 (2)
	Ramos	Concesión de Explotación	Salta	135,14	Pluspetrol SA (operador) Tecpetrol SA YPF SA	33.00% 25.00% 42.00%	21/01/2026
Cuenca del Golfo San Jorge	El Tordillo	Concesión de Explotación	Chubut	117,32	Tecpetrol SA (operador) Pampa Energía SA YPF SA Petrominera Chubut SE	52.13% 35.67% 7.20% 5.00%	14/11/2027 (3)
	La Tapera / Puesto Quiroga	Concesión de Explotación	Chubut	341,21	Tecpetrol SA (operador) Pampa Energía SA YPF SA Petrominera Chubut SE	52.13% 35.67% 7.20% 5.00%	5/08/2027 (3)
	Estancia La Mariposa	Concesión de Explotación	Santa Cruz	27,97	Tecpetrol SA (operador) Alianza Petrolera Argentina SA	74.62% 16.38% 9.00%	29/05/2033 (4)
	Lomita de la Costa	Concesión de Explotación	Santa Cruz	10,21	Tecpetrol SA (operador) Alianza Petrolera Argentina SA	74.62% 16.38% 9.00%	29/05/2033 (5)
	Cerro Mangrullo	Concesión de Explotación	Santa Cruz	49,32	Tecpetrol SA (operador) Alianza Petrolera Argentina SA	74.62% 16.38% 9.00%	2/10/2037 (5)
	Gran Bajo Oriental	Permiso de Exploración	Santa Cruz	2.460,69	Tecpetrol SA	100.00%	07/06/2025
Cuenca Marina Malvinas	MLO-124	Permiso de Exploración	Malvinas	4.418,00	ENI Argentina Exploración y Explotación SA (operador) Mitsui E&P Argentina SA Tecpetrol SA	80.00% 10.00% 10.00%	18/10/27 (6)

- (1) En septiembre de 2022 Tecpetrol S.A. y GyP de Neuquén solicitaron el encuadramiento del área como Lote bajo Evaluación en los términos de los Decretos Provinciales N° 3124/2004 y 1.447/2012, por un plazo de 3 años a partir del 15 de diciembre de 2022 con posibilidad de extenderlo hasta por 5 años si la situación de los condicionantes del proyecto no cambian. A la fecha de emisión del presente Prospecto, la referida solicitud se encuentra en trámite.
- (2) En febrero de 2023 se acordó con la provincia de Salta la extensión de las concesiones de explotación del área por un período de 10 años. A la fecha de emisión del presente Prospecto, el acuerdo se encuentra pendiente de ratificación por el Poder Ejecutivo Provincial.
- (3) En septiembre de 2014 Tecpetrol y sus socios firmaron un contrato con Petrominera Chubut SE para la operación de esos yacimientos por 20 años más a partir 2027 sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones entre las que se incluyen invertir 200 millones de dólares adicionales en el área.
- (4) En febrero de 2023 Tecpetrol SA y Alianza Petrolera Argentina SA solicitaron a la Autoridad de Aplicación de la Provincia de Santa Cruz la autorización para la cesión por parte de la primera a la última de sus derechos y obligaciones en el área Estancia La Mariposa y en la concesión de transporte asociada a la misma. A la fecha de emisión del presente Prospecto, la referida solicitud se encuentra pendiente de otorgamiento.

(5) En febrero de 2023, Tecpetrol y Alianza Petrolera Argentina SA informaron a la Autoridad de Aplicación de la Provincia de Santa Cruz su renuncia a la concesión de explotación sobre las áreas en cuestión y consecuentemente la reversión de las mismas.

(6) Mediante Resolución N° 175/2022 de la Secretaría de Energía de la Nación se extendió por dos años el plazo de primer periodo exploratorio del permiso de exploración.

Historia de Tecpetrol

La Emisora inició sus actividades en 1981 cuando adquirió participaciones en tres áreas que eran propiedad de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (“YPF”). Una de ellas era un área de exploración en la cual actuaba como operador, mientras que en las dos restantes áreas de producción la Emisora no actuaba como operador. La Emisora no tuvo éxito con su área de exploración y obtuvo escasos resultados de una de sus áreas de producción y por consiguiente vendió ambas áreas.

Entre 1983 y 1990, los negocios de la Emisora se limitaron a su participación del 25% en Ramos, un área productora de petróleo y gas.

En 1989, en la medida en que se empezó a promover la participación del sector privado en la industria del petróleo y del gas en la Argentina, la Emisora analizó diversas oportunidades para adquirir propiedades petroleras y gasíferas y para efectuar ofertas respecto de áreas de exploración en la primera ronda del denominado Plan Houston impulsado por YPF. En septiembre de 1990 la Emisora adquirió, en una operación privada, una compañía que era titular de una concesión a perpetuidad sobre el área José Segundo.

La Emisora también tuvo éxito en septiembre de 1990 con las ofertas que efectuó para la obtención de concesiones respecto de 3 áreas marginales (Atamisqui, Atuel Norte y Agua Salada). Desde entonces, Tecpetrol ha adquirido participaciones en otras áreas, entre las que se destacan por su nivel de producción, las áreas El Tordillo en la Cuenca del Golfo de San Jorge (de la cual adquirió inicialmente un 23,75% en julio de 1991, un 19% adicional en octubre de 1991 y finalmente en mayo de 1996 adquirió un 9,38% restante lo cual la hacen poseedora del 52,13%), Aguaraquí en la Cuenca del Noroeste (adquirida en diciembre de 1992), con un 23%, y Los Bastos en la Cuenca Neuquina con un 100% (adquirida en 1991).

En 1994 la Emisora comenzó un proceso de internacionalización expandiendo su negocio en distintos países de América Latina. Constituyó subsidiarias para la operación de distintos contratos de servicios petroleros, de explotación y de exploración, tanto en Venezuela como en Perú, Ecuador, Brasil y Colombia.

En Venezuela participó en dos convenios de servicios de operación, uno en las Áreas Quiamare-La Ceiba cuya participación fue cedida en el año 2003 y, el segundo en el Área Colón, en el cual Tecpetrol, a través de sociedades relacionadas, mantiene una participación minoritaria.

En Ecuador participó desde el año 1999 en un proyecto de Petrocuador para la explotación de petróleo y exploración del campo marginal Bermejo, el cual finalizó a mediados de 2019.

En la República del Perú, participó en los años 2000 y 2004, respectivamente, en un consorcio junto con otras empresas petroleras, con una participación del 10% en cada uno de ellos, un convenio con Perupetro S.A. para la explotación de hidrocarburos en los Bloques 88 y 56 del campo Camisea. Actualmente, la Sociedad mantiene una participación menor en las sociedades,

sin perjuicio de que otras sociedades relacionadas a la Sociedad detentan el resto de la participación que originalmente tenía la misma.

Asimismo, la Emisora mantenía hasta diciembre de 2015 una participación del 25,5% en Tecpetrol Colombia S.A.S., cuyo objeto es la exploración, explotación y venta de hidrocarburos, y participaba de dos yacimientos exploratorios en la prolífica Cuenca de los Llanos Orientales. En diciembre de 2015 Tecpetrol Colombia S.A.S decidió efectuar un aumento de capital y al no ejercer la Emisora su derecho de preferencia en dicho aporte su participación disminuyó a 0,24% en dicha fecha. Actualmente, el porcentaje de participación de la Emisora en Tecpetrol Colombia S.A.S. es de 0,16%.

En la República de Bolivia la Emisora, a través de su subsidiaria Tecpetrol de Bolivia S.A. (“Tecpetrol Bolivia”), resultó adjudicataria en septiembre de 1997 de dos áreas de exploración licitadas por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (“YPFB”): Campero Oeste y Bloque Ipati. En el año 2000, Tecpetrol Bolivia en su carácter de operador del bloque Campero Oeste, comunicó a YPFB la decisión de devolver la totalidad del área tras haber cumplido todo el compromiso de inversión cuyo monto ascendía a US\$ 2.1 millones. Adicionalmente, en diciembre de 2002, Tecpetrol Bolivia, operadora del bloque Ipati y titular del 100% del respectivo Contrato de Riesgo Compartido, firmó un acuerdo de farmout mediante el cual cedió el 80% de su participación junto con su rol de operador a Total Exploration & Production Bolivia Sucursal Bolivia (“Total”) y, por otro lado, Total cedió a Tecpetrol Bolivia el 20% de participación en el Bloque Aquio, ambos en etapa exploratoria. En 2013 Total cedió un 20% de participación en ambos yacimientos a GP Exploración y Producción S.L. Sucursal Bolivia y, en 2014, cedió un 10% de participación a YPFB Chaco S.A. Durante el ejercicio 2016 se inició la producción comercial en ambos yacimientos, alcanzándose un caudal de producción de 6,5 MMm³/d. Con fecha 23 de mayo 2017 la Emisora vendió su participación en dichos yacimientos a Tecpetrol Internacional S.L.

En adición a los proyectos antes mencionados, la Emisora participó en varios proyectos exploratorios en Brasil, siendo actividades que no arrojaron resultados satisfactorios.

En el año 2004, se realizó una reorganización societaria creando una compañía holding basada en el Reino de España, Tecpetrol Internacional S.L., quedando todas las operaciones fuera de Argentina, con excepción de las operaciones en Bolivia y las participaciones en los consorcios peruanos antes referidas, bajo el control de dicha compañía.

Actualmente, la Emisora presta servicios de asesoramiento a diversas sociedades relacionadas que operan en Latinoamérica.

Entre los años 2012 y 2016, la Sociedad negoció con las respectivas provincias la extensión del plazo de las concesiones de explotación en los diferentes yacimientos en los que participa. Se extendieron hasta el 2027 las concesiones de explotación sobre las áreas ubicadas en la Cuenca del Golfo de San Jorge (con excepción de Estancia La Mariposa, Lomita de la Costa y Cerro Mangrullo), hasta el 2025 la concesión de explotación sobre el área Agua Salada y hasta el 2027 las concesiones de explotación comprendidas en el área Aguargüe. Asimismo, en el año 2016 se otorgaron a favor de Tecpetrol las concesiones de explotación de hidrocarburos

no convencionales sobre las áreas Fortín de Piedra y Punta Senillosa, en Neuquén, ambas hasta el año 2051.

Adicionalmente, en diciembre de 2014 fue adjudicada a la Sociedad el derecho para explorar el área de Loma Ancha, situada en la zona de Vaca Muerta, en la Provincia de Neuquén. Se trata de un permiso exploratorio en el cual Tecpetrol, a través de una asociación con Gas y Petróleo del Neuquén S.A., como permisionario, tiene el 95% de participación y es el operador del área, y su socio, Gas y Petróleo del Neuquén S.A., el restante 5%. A la fecha del presente Prospecto, se ha accedido al Segundo Período del Plazo Básico del Período de Exploración (diciembre de 2018 a diciembre de 2021).

En abril de 2017, el Directorio de la Sociedad aprobó el Plan de Desarrollo de Fortín de Piedra 2017-2019. En febrero de 2018 se inauguró la ampliación de la planta de deshidratación de gas permitiendo deshidratar 6,5 millones m³/día, quedando en condiciones para su transporte y posterior tratamiento para la venta. Asimismo, en mayo de 2018 se finalizó la construcción de un ducto de gas con una extensión de 58 kilómetros y una capacidad de 18 millones de m³/día, permitiendo inyectar la producción de Fortín de Piedra en el sistema troncal de Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN”) y de Transportadora de Gas del Sur S.A. (“TGS”) En agosto de 2018 se inauguró la primera fase de la Central Production Facilities (“CPF”), la cual actualmente cuenta con 3 módulos Dew Point con capacidad para el tratamiento de hasta 14,1 millones de m³/día de gas. Adicionalmente, durante el segundo semestre de 2018 se puso en marcha el sistema de transferencia de agua de fractura, baterías y ductos.

El 24 de enero de 2018 Tecpetrol S.A. junto a YPF S.A., constituyeron la sociedad “Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini S.A.” la cual tiene como objeto la construcción y explotación de un oleoducto para el transporte de la producción de petróleo crudo de los socios y de terceros, con ingreso localizado en la planta de tratamiento de crudo en el área Loma Campana (provincia del Neuquén) y salida en las instalaciones de Oleoductos del Valle S.A. (provincia de Río Negro). Tecpetrol S.A. es titular del 15% del capital de dicha sociedad e YPF S.A. del 85% restante, sin embargo, ambos socios tienen control conjunto sobre Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A., debido a que según se establece en el Acuerdo de Accionistas, los socios designan la misma cantidad de miembros del Directorio y las decisiones sobre las cuestiones relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes. El 31 de enero de 2019, a través de la Resolución N° 18/2019, la Secretaría de Gobierno de Energía otorgó a YPF S.A. y a Tecpetrol S.A., con un porcentaje de participación de 85% y 15%, respectivamente, la concesión de transporte de petróleo crudo para el Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini hasta agosto de 2052, cuya operación y mantenimiento quedará a cargo de Oleoductos del Valle S.A.

El 20 de julio de 2018, el Directorio de la CNV dictó la Resolución RESFC-2018-19615- APN-DIR#CNV, a través de la cual aprobó la fusión por absorción por parte de Tecpetrol S.A. “sociedad absorbente”, de Americas Petrogas Argentina S.A. –sociedad absorbida-, fusión que fuera oportunamente aprobada por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria y por la Asamblea General Extraordinaria, respectivamente, de accionistas de ambas sociedades celebradas el 26 de abril de 2018.

En agosto de 2018, la Emisora obtuvo un permiso de exploración y eventual explotación y

desarrollo de hidrocarburos del área Gran Bajo Oriental, con una extensión de aproximadamente 2.500 km² en la provincia de Santa Cruz (Cuenca del Golfo de San Jorge, resultando lindera con otras áreas operadas por la Emisora en la referida provincia), por un período exploratorio de tres años, prorrogable a opción de la Emisora una vez vencido. El mismo fue otorgado mediante Decreto N° 734/18, de fecha 14 de agosto de dicho año, emitido en el marco de la Licitación Pública Nacional e Internacional IESC- N° 06/18.

El 26 de julio de 2019 la Emisora fue notificada por parte del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén del dictado del Decreto N° 1392/2019, a través del cual se otorgó la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos para los yacimientos “Los Toldos I Norte” y “Los Toldos II Este”. Ambos yacimientos se encuentran ubicados en la porción Centro-Norte de la Cuenca Neuquina, estando el bloque “Los Toldos I Norte” emplazado en la ventana de gas, con una superficie total aproximada de 203 km², mientras que el bloque “Los Toldos II Este” tiene una superficie de 77 km² y se encuentra emplazado en la ventana de petróleo. Tecpetrol S.A. es el operador de ambos yacimientos y titular de una participación del 90% en cada una de las Uniones Transitorias constituidas a los fines de la explotación de las mismas, siendo Gas y Petróleo del Neuquén S.A. el titular del 10% restante en cada una de ellas. Las mencionadas concesiones de explotación se otorgaron por un plazo de treinta y cinco (35) años –pudiendo ser renovadas por periodos adicionales de diez (10) años cada uno, con un periodo inicial de Plan Piloto de tres (3) años.

En octubre de 2019 la Resolución 645/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía otorgó a un consorcio de compañías del cual la Sociedad participa con un 10% (Eni Argentina Exploración y Explotación S.A. es el Operador y titular del 80 % y MITSUI & CO., LTD.; a través de su controlada Mitsui E&P Argentina S.A., del 10% restante), un permiso de exploración sobre el área MLO-124 ubicada en la Cuenca Marina Malvinas a 100 kilómetros aproximadamente de la costa de Tierra del Fuego. Las actividades que se completarán durante los cuatro años de la Primera Fase del Período de Exploración consisten principalmente en un estudio geofísico 3D y otros estudios geofísicos potenciales.

Durante el 2020, en el marco del contexto impuesto por la pandemia por COVID-19, Tecpetrol ha adaptado sus operaciones a la nueva realidad, postergando inversiones, optimizando los costos y adaptando la producción a las condiciones del mercado, trabajando con los clientes y la cadena de valor de proveedores para preservar la sustentabilidad de la Sociedad. Debido a la inactividad provocada por la pandemia, se negociaron con las autoridades provinciales la extensión de los compromisos de inversión de las áreas El Tordillo, Gran Bajo Oriental, Los Toldos I Norte, Los Toldos II Este y Agua Salada. Asimismo, durante dicho año, Tecpetrol participó y resultó adjudicatario de volúmenes de gas natural en el marco del “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024” aprobado por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020 y en el Concurso Público Nacional convocado por la Secretaría de Energía de la Nación mediante la Resolución N° 317/2020. Como resultado de dicho concurso, se adjudicó a Tecpetrol el total de las propuestas presentadas por la misma para el abastecimiento de gas a licenciatarias de distribución, CAMMESA e IEASA (actualmente ENARSA) por un plazo de 4 años –a partir de enero de 2021- por un total de 9.940.000 m³/día con más 2.000.000 m³/día para el periodo estacional de invierno.

Durante el 2021, en el marco de un contexto de recuperación de la economía global y aumentos de los precios internacionales de crudo y gas, Tecpetrol intensificó el nivel de actividad de sus operaciones con un importante incremento de las inversiones y la producción, promoviendo el respeto por los protocolos de prevención establecidos frente a la pandemia por COVID-19 y adaptándose a las nuevas condiciones de trabajo. Asimismo, durante dicho año Tecpetrol participó y resultó adjudicatario de volúmenes de gas natural en el marco del “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024” aprobado por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020 y en el Concurso Público Nacional convocado por la Secretaría de Energía de la Nación mediante la Resolución N° 984/2021. Como resultado de dicho concurso, se adjudicó a Tecpetrol en forma parcial la propuesta presentada por la misma para el abastecimiento de gas a licenciatarias de distribución, CAMMESA e IEASA (actualmente ENARSA) desde mayo de 2022 hasta diciembre de 2024, por un total de 700.000 m³/día.

Durante el 2022, en el área Fortín de Piedra se incrementó la actividad de perforación, la cual se realizó en 1.331 etapas (6 etapas por día promedio), y se pusieron en marcha 22 pozos, con rama horizontal de aproximadamente 2.500 metros. Asimismo, se puso en producción un pozo perforado en un tercer horizonte (un nuevo nivel de navegación menos profundo dentro de Vaca Muerta), obteniéndose buenos resultados. En el área Los Toldos II Este se terminaron 3 pozos appraisal con objetivo de Shale Oil en Vaca Muerta, los cuales a la fecha de emisión del presente Prospecto se encuentran en etapa de ensayo.

En el área El Tordillo (provincia de Chubut) se incrementó la actividad de perforación, poniéndose en marcha 18 nuevos pozos. En el área La Tapera Puesto Quiroga (provincia de Chubut) se aprobó la baja de regalías de un 6% para los pozos nuevos que se perforen hasta julio 2027.

En diciembre de 2022 se obtuvo la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos por 35 años del área Puesto Parada en la Provincia del Neuquén, que ocupa la parte norte del área Los Bastos, con una superficie aproximada de 159 km². En dicha área se completaron 2 pozos *appraisal* perforados con rama horizontal de 2.500 metros y con objetivo de *Shale Oil* en Vaca Muerta, en la etapa de ensayo actualmente. Adicionalmente, en dicho mes, en el marco del “PLAN DE REASEGURO Y POTENCIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FEDERAL DE HIDROCARBUROS, EL AUTOABASTECIMIENTO INTERNO, LAS EXPORTACIONES, LA SUSTITUCIÓN DE IMPORTACIONES Y LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA TODAS LAS CUENCAS HIDROCARBURÍFERAS DEL PAÍS 2023-2028” aprobado el Decreto N° 892 de fecha 13 de noviembre de 2020, y su modificatorio Decreto N° 730 de fecha 11 de noviembre de 2022, Tecpetrol, participó del Concurso Público Nacional fuera convocado a través del Art. 1° de la Resolución N° 770 de fecha 11 de noviembre de 2022 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA para la adjudicación de volúmenes uniformes de gas natural provenientes de todas las cuencas productivas del país. En el marco de dicho concurso, Tecpetrol resultó adjudicatario de los siguientes volúmenes: i) bajo el inciso a) del artículo 1 del concurso (1) la extensión de los compromisos asumidos correspondientes a la Ronda 1 del Plan Gas.Ar por un volumen de 9.940.000 m³/d a un precio de USD/MMBTU 3,618 y (2) la extensión de los compromisos asumidos correspondientes a la Ronda 3 del Plan Gas.Ar por un volumen de 700.000 m³/d a un precio de USD/MMBTU 3,618; y ii) bajo el inciso b) del artículo 1 del Concurso (1) un volumen de 2.500.000 m³/d a un precio de

USD/MMBTU 3,268 correspondiente al “Gas Plano Julio”; (2) un volumen de 2.750.000 m³/d a un precio de USD/MMBTU 3,784 correspondiente al “Gas de Pico 2024”; y (3) un volumen de 3.250.000 m³/d a un precio de USD/MMBTU 3,559 correspondiente al “Gas de Pico 2025”.

En febrero de 2023, en el área Aguaragüe se acordó con la provincia de Salta la extensión de las concesiones de explotación del área por un período de 10 años. A la fecha de emisión del presente Prospecto, el acuerdo se encuentra pendiente de ratificación por el Poder Ejecutivo Provincial.

Antecedentes de Tecpetrol bajo el régimen de Oferta Pública:

Tecpetrol se encuentra autorizada para la oferta pública de obligaciones negociables en el marco de su Programa de Obligaciones Negociables Simples (no convertibles en acciones) por hasta US\$ 1.000.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor), autorizado por la CNV mediante Resolución CNV N° RESFC-2017-18994-APN-DIR#CNV de fecha 30 de octubre de 2017. Con fecha 21 de abril de 2022 mediante Disposición CNV N° DI-2022-7-APN-GE#CNV la CNV autorizó la prórroga del plazo de vigencia del Programa y la modificación de ciertos términos y condiciones del mismo.

Obligaciones Negociables Clase 1

Con fecha 12 de diciembre de 2017, y en el marco del Programa referido en el párrafo anterior, la Emisora emitió las Obligaciones Negociables Clase 1 por un valor nominal de US\$ 500.000.000, con un precio de emisión del 100%, que devengan intereses a una tasa fija de 4,875% con fecha de vencimiento el 12 de diciembre de 2022 (las “Obligaciones Negociables Clase 1”).

Con fecha 17 de octubre de 2022, y de conformidad con la Sección 3.03(b) del Contrato de Fideicomiso (Indenture) en virtud del cual se emitieron con fecha 12 de diciembre de 2017 las Obligaciones Negociables Clase 1, Tecpetrol S.A. notificó a los tenedores de dicha clase de obligaciones negociables el lanzamiento del rescate total de las mismas, el cual se efectuó el 1 de noviembre de 2022 (la “Fecha de Rescate”), siguiendo las formalidades estipuladas en el referido Contrato de Fideicomiso, en cumplimiento de la Comunicación “A” 7490 del BCRA (“T.O. de Comercio Exterior y Cambios”) y sujeto a la disponibilidad de fondos suficientes. El precio del rescate fue igual al 100,00% del monto principal de las Obligaciones Negociables Clase 1 a rescatar más cualquier interés devengado y no pagado hasta la Fecha de Rescate.

Con fecha 1 de noviembre de 2022 y en un todo de acuerdo con la notificación oportunamente efectuada a los tenedores de las Obligaciones Negociables Clase 1, la Emisora procedió al rescate total de las mismas, abonando junto con el precio del rescate, los intereses devengados y no pagados hasta entonces.

Obligaciones Negociables Clase 2 y Clase 3

Por su parte, con fecha 20 de febrero de 2020, la Sociedad emitió: (a) Obligaciones Negociables simples (no convertibles en acciones) Clase 2 a tasa fija con un valor nominal de dólares

estadounidenses US\$ 10.845.774; y (b) Obligaciones Negociables simples (no convertibles en acciones) Clase 3 a tasa variable por un valor nominal de \$ 2.414.053.739. Las Obligaciones Negociables Clase 2 y Clase 3 eran amortizadas en un solo pago el 20 de febrero de 2021 (o en caso que ese día no fuera hábil, el día hábil inmediato posterior). El capital no amortizado de las Obligaciones Negociables Clase 2 devengó intereses al 4,00% nominal anual pagaderos trimestralmente, mientras que el capital no amortizado de las Obligaciones Negociables Clase 3 devengó intereses a una tasa de interés variable, equivalente a la tasa BADLAR privada publicada por el BCRA más un margen del 4,50% nominal anual pagaderos trimestralmente. A la fecha de este Prospecto, las Obligaciones Negociables Clase 2 y Clase 3 se encuentran canceladas.

Obligaciones Negociables Clase 4

Con fecha 9 de febrero de 2021, la Emisora emitió Obligaciones Negociables Clase 4 por un valor nominal de US\$ 6.509.905, con un precio de emisión del 100%, integradas en efectivo en dólares estadounidenses y en especie mediante la entrega de Obligaciones Negociables Clase 2, que devengan intereses a una tasa fija de 4 % y cuyo vencimiento opera el 9 de febrero de 2023. Los intereses son pagaderos en forma trimestral y el capital será cancelado en forma íntegra al vencimiento. Los fondos obtenidos por la emisión de las mencionadas Obligaciones Negociables tuvieron como destino la refinanciación parcial de las Obligaciones Negociables Clase 2 conforme se establecía en la Comunicación “A” 7106 del BCRA. A la fecha de este Prospecto, las Obligaciones Negociables Clase 4 se encuentran canceladas.

Obligaciones Negociables Clase 5

Por último, con fecha 16 de enero de 2023, la Sociedad emitió ONs Clase 5 por un valor nominal de \$32.897,9 millones, con un precio de emisión del 100%, que devengan intereses a una tasa BADLAR más un margen de 2% y cuyo vencimiento opera el 16 de julio de 2024. Los intereses serán pagaderos en forma trimestral y el capital será cancelado en forma íntegra al vencimiento. Los fondos obtenidos por la emisión de las mencionadas ONs tienen como destino principalmente la realización de inversiones en activos fijos, la integración de capital de trabajo y la refinanciación de pasivos.

b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad

La industria del gas y petróleo en la Argentina

Reseña

Desde la década de 1920 y hasta el año 1989, el sector público argentino controlaba las actividades relacionadas con la producción y venta de gas y petróleo. Desde el año 1967, la industria argentina del gas y petróleo se rige por la Ley N° 17.319, denominada “Ley de Hidrocarburos”, que establece el marco legal general para la exploración, producción y transporte del gas y del petróleo.

La Ley de Hidrocarburos ha sido modificada desde entonces por las leyes N° 26.197 del año 2007 y la ley N° 27.007 del año 2014. Asimismo, el poder ejecutivo nacional emite reglamentaciones que complementan estas leyes.

Inicialmente, el marco legal de la Ley de Hidrocarburos se estableció sobre la presunción de que las reservas de hidrocarburos deberían ser propiedad nacional e YPF debería liderar la industria del gas y petróleo y operar en virtud de un marco legal diferente al de las empresas privadas. Con anterioridad al año 1989, no obstante, los productores privados operaban bajo contratos de prestación de servicios con YPF, suministrando grandes volúmenes de petróleo extraído en virtud de este sistema, entregando el petróleo a YPF. Luego, la SE lo distribuía a las refinerías. El estado argentino fijaba los precios para el petróleo y sus derivados, que en muchos casos estaban por debajo de los precios internacionales.

A fines de los años 80, el estado argentino modificó el marco legal aplicable a la industria del gas y del petróleo a fin de crear oportunidades para la inversión del sector privado. En el mes de agosto de 1989, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 23.696 (la “Ley de Reforma del Estado”) junto con la Ley N° 23.697 (la “Ley de Emergencia Pública”), las cuales ordenaban la desregulación de la economía y la privatización de diversas empresas estatales. Los Decretos N° 1.055/1989, N° 1212/1989 y N° 1.589/1989 (los “Decretos de Desregulación del Petróleo”), entre otros, declararon la prioridad pública del desarrollo de planes para el aumento de la producción del gas y del petróleo a fin de lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos y el desarrollo de las industrias relacionadas; establecieron la necesidad de someter a un proceso de licitación pública determinadas áreas para (i) la cesión a las empresas privadas de la exploración, explotación y desarrollo de los derechos sobre los hidrocarburos y (ii) la asociación con YPF en determinadas áreas para la exploración, explotación y desarrollo de hidrocarburos; declararon la libre disponibilidad de los hidrocarburos extraídos en dichas áreas por parte de las concesionarias; eliminaron todas las instrucciones y los impuestos sobre las importaciones y exportaciones de hidrocarburos; establecieron la obligación para las concesionarias de transportes de trasladar hidrocarburos provenientes de otros productores en la medida que tuvieran disponibilidad en sus respectivos servicios.

En el mes de septiembre de 1992, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 24.145, la cual dispuso la privatización de YPF (la “Ley de Privatización de YPF”).

La Ley de Privatización de YPF asimismo estableció la transferencia de las reservas de hidrocarburos del gobierno nacional a las provincias, con sujeción a una ley específica que reglamentara dicha transferencia y también sujeto a los derechos existentes de los titulares de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación. La transferencia de las reservas de hidrocarburos del gobierno nacional a las provincias también fue reconocida por la reforma de la Constitución de 1994, y más tarde por el Decreto Nacional N° 546/2003. Pero recién en el año 2006, cuando se promulgó la Ley N° 26.197, se materializó la transferencia.

La Ley N° 24.076, denominada la “Ley de Gas Natural” que sentó las bases para la desregulación de las industrias de la distribución y el transporte del gas natural. Ordenó la privatización de Gas del Estado Sociedad del Estado y abrió el transporte y la distribución de gas natural a la inversión del sector privado. La Ley N° 24.076 asimismo dispuso la creación del ENARGAS para administrar y hacer cumplir el marco legal recién adoptado para el transporte, distribución y venta de gas natural en la Argentina. Esta nueva estructura legal para la industria del gas natural creó un sistema de acceso abierto, bajo el cual los productores de gas podían acceder a toda la capacidad de disponibilidad futura para los sistemas de transmisión y distribución sin ningún tipo de

discriminación.

Se construyeron gasoductos para cruzar las fronteras e interconectar a la Argentina, Chile, Brasil y Uruguay. Los productores han exportado gas natural a los mercados chileno y brasileño en función de los stocks de gas disponibles y, hasta la medida permitida por el gobierno nacional.

El día 6 de enero de 2002, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 25.561 (la “Ley de Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario”), que ordenó, entre otras medidas, la imposición de derechos aduaneros sobre la exportación de hidrocarburos, permitiendo que el poder ejecutivo fijara la tasa aplicable correspondiente. Durante el período que comienza en el año 2002, las autoridades nacionales han adoptado una variedad de medidas que restringen las exportaciones de gas natural desde la Argentina, incluidas varias instrucciones para el abastecimiento local (las cuales requieren que los exportadores suministren gas natural al mercado interno de la Argentina), con expresas órdenes de suspender las exportaciones, suspendiendo así el procesamiento de gas natural y adoptando restricciones a la exportación de gas natural impuestas a través de comités de emergencia y/o empresas de transporte creadas para hacerse cargo de las situaciones de crisis. Estas medidas fueron adoptadas por las Resoluciones N° 265/2004 y N° 659/2004 de la Secretaría de Energía, y por la Reglamentación S.S.C. N° 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles, así como también por otras reglamentaciones emitidas con el fin de restringir las exportaciones de gas natural y lograr el autoabastecimiento en el mercado argentino.

En el mes de agosto de 2003, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 546/03 transfirió a las provincias el derecho de otorgar permisos de exploración y concesiones para la explotación y el transporte de hidrocarburos en determinadas localidades designadas como “áreas de transferencia”, así como también en otras zonas designadas por las autoridades provinciales competentes.

En octubre de 2004, el Congreso argentino promulgó la Ley N° 25.943 para crear ENARSA. El objeto social de ENARSA consiste en la exploración y explotación de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos, el transporte, almacenamiento, comercialización e industrialización de estos productos, así como también el transporte y la distribución de gas natural, y la generación, transporte, distribución y venta de electricidad. En noviembre de 2017, el Poder Ejecutivo de Argentina, a través del Decreto No. 882/2017, estableció la fusión de ENARSA y EBISA (Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A.), siendo la primera empresa la fusionante, conocida como IEASA (actualmente ENARSA).

En el mes de enero de 2007, se promulgó la Ley N° 26.197 para reformar la Ley de Hidrocarburos, transferir a las provincias y a la Ciudad de Buenos Aires la propiedad sobre las reservas de hidrocarburos (incluidas las reservas sobre las cuales se habían otorgado concesiones antes del año 1994) ubicadas dentro de sus territorios y en los mares adyacentes hasta 12 millas náuticas desde la costa, de conformidad con el Artículo 124 de la Constitución Nacional según la reforma de 1994. La Ley N° 26.197 asimismo dispuso que las reservas de hidrocarburos ubicadas más allá de 12 millas náuticas y dentro de la plataforma continental permanecieran como propiedad del gobierno federal.

En virtud de la Ley N° 26.197, el Congreso nacional continúa promulgando leyes y reglamentaciones para desarrollar los recursos de gas y petróleo existentes dentro de todo el

territorio argentino (incluidos sus mares), pero los gobiernos provinciales donde se encuentran las reservas hidrocarburíferas son los responsables del cumplimiento de estas leyes y reglamentaciones, de la administración de los yacimientos hidrocarburíferos, y deben actuar como las autoridades de otorgamiento de permisos de exploración y concesiones de explotación. No obstante, estas facultades administrativas otorgadas a las provincias deben ser ejercidas dentro del marco de la Ley de Hidrocarburos y de sus reglamentaciones.

Por lo tanto, aunque la Ley N° 26.197 estableció que las provincias eran las responsables de administrar los yacimientos, el Congreso nacional retuvo la facultad de dictar normas y reglamentaciones relacionadas con el marco legal del gas y del petróleo. Asimismo, el gobierno nacional conservó la facultad de determinar la política energética nacional.

La Ley N° 26.197 dispone que el estado nacional debe conservar la autoridad para otorgar concesiones de transporte: (i) ubicadas dentro del territorio de dos o más provincias y (ii) directamente conectadas a gasoductos de exportación para ese fin. Por ende, se transfieren a las provincias las concesiones de transporte existentes y que se encuentren dentro del territorio de una sola provincia y que no estén conectadas a instalaciones de exportación, así como la facultad de otorgar nuevas concesiones de transporte que cumplan con tales condiciones.

La SE es el órgano del gobierno nacional a cargo del cumplimiento de la Ley de Hidrocarburos. Sin embargo, la Ley N° 26.197 confiere a las provincias la facultad para: supervisar y controlar los permisos de exploración y las concesiones de explotación, hacer cumplir las obligaciones legales y contractuales y el pago de regalías, así como todas las demás facultades relacionadas con las áreas de hidrocarburos dentro de sus territorios.

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

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

En el mes de julio de 2013, el estado nacional emitió el Decreto N° 929/2013, el cual contemplaba un régimen promocional para la inversión en la producción de hidrocarburos. Los titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación de gas y petróleo que cumplieran con los requisitos de inversión se beneficiarían con una reducción de los derechos aduaneros sobre la exportación de hidrocarburos. El Decreto N° 929/2013 también estableció el otorgamiento de concesiones de explotación no convencional, durante un período de 25 años, al cual se le agregaría una prórroga simultánea y anticipada de 10 años a las empresas concesionarias que cumplieran con los requisitos de la Ley de Hidrocarburos.

El día 30 de octubre de 2014, se promulgó la Ley N° 27.007, que modificó nuevamente la Ley de Hidrocarburos en algunos aspectos relacionados principalmente a (i) la exploración y producción de hidrocarburos provenientes de fuentes no convencionales (que no estaban regulados en la Ley de Hidrocarburos anterior); (ii) la duración de las concesiones, y (iii) regalías.

El artículo 1 de la Ley N° 27.007 reforma el artículo 23 de la Ley de Hidrocarburos y dispone dos períodos de permisos de tres años cada uno para la exploración convencional, prorrogable por hasta cinco años más, de manera que la duración máxima del permiso asciende a 11 años, y dos períodos de cuatro años, prorrogables por otros cinco años, en el caso de la exploración no convencional, por un total de 13 años, y un total de 14 años para la exploración convencional mar adentro. Cada unidad de exploración cubre 100 kilómetros cuadrados y los permisos se encuentran limitados a 100 unidades, por un total de hasta 10.000 kilómetros cuadrados, o a 150 unidades en el caso de los permisos mar adentro, por un total de 15.000 kilómetros cuadrados. En caso que los titulares de los permisos descubran cantidades de gas y petróleo que sean explotables comercialmente, tendrán el derecho de obtener una concesión exclusiva para la producción y explotación de dichas reservas.

Respecto de las concesiones de explotación, el artículo 27 y ss. establecen los siguientes períodos:

- Explotación convencional – 25 años.
- Operación no convencional – 35 años, lo que incluye un período de plan piloto de hasta cinco años, a ser definido por el concesionario y aprobado por la autoridad de aplicación al momento de iniciarse la concesión.
- Operación sobre la plataforma continental y mar adentro – 30 años.

La Ley No. 27.007 establece los titulares de las concesiones de explotación podrán solicitar extensiones sucesivas por un plazo de 10 años cada una, siempre que hayan cumplido con sus obligaciones como concesionarios de explotación, estén produciendo hidrocarburos en las áreas en cuestión y presenten un plan de inversiones consistente con el desarrollo de la concesión. La respectiva solicitud deberá presentarse con una antelación no menor a un (1) año al vencimiento de la concesión. Incluso, las concesiones otorgadas con anterioridad a esta modificación o que ya se hubieran extendido una vez, podrán solicitar nuevas prórrogas, cumpliendo con las condiciones anteriormente mencionadas.

Las regalías de hidrocarburos se fijaron en el 12% sobre la producción de petróleo crudo o gas natural. Como en el régimen anterior, la tasa puede ser reducida hasta en un 5% en casos excepcionales, considerando la productividad, ubicación y otras particularidades de los yacimientos. En las sucesivas prórrogas, la tasa original de las regalías podrá ser incrementada en un 3%, hasta un máximo del 18%. Asimismo, la Ley N° 27.007 modificó los art. 25 y 34 de la Ley de Hidrocarburos, eliminando las restricciones a las cantidades de permisos de exploración y concesiones de explotación que un permisionario o un concesionario puede tener, y amplió el régimen de promoción creado por el Decreto 929/2013.

Con fecha 13 de noviembre de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional procedió al dictado del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020, por medio del cual declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina la promoción de la producción del gas natural

argentino, aprobándose el “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024”, basado en un sistema competitivo en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST). Asimismo, la citada norma instruyó a la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Economía de la Nación, a instrumentar el Plan, facultándosela a realizar las adecuaciones y cambios necesarios para la instrumentación del mismo en los aspectos no medulares de los objetivos indicados en el mismo y respecto de las pautas, criterios y condiciones elementales contenidos en el mencionado decreto. El mencionado plan se asienta en la participación voluntaria por parte de las empresas productoras, prestadoras del servicio público de distribución y subdistribución que hagan adquisiciones en forma directa de las empresas productoras, de IEASA (Integración Energética Argentina Sociedad Anónima) (actualmente ENARSA) y de la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO SOCIEDAD ANÓNIMA (en adelante “CAMMESA”), por un volumen base total de setenta millones de metros cúbicos (70.000.000 m³) por día para los trescientos sesenta y cinco (365) días de cada año calendario de duración del esquema, el cual podrá ser modificado por la Secretaría de Energía a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda, así como ampliado para los sucesivos períodos invernales y/o para los volúmenes a incluir en los plazos que eventualmente se extienda el plan. El plazo previsto para la vigencia del mismo fue de cuatro (4) años, plazo que podrá ser ampliado por la Secretaría de Energía en función de su evaluación de la situación en el mercado de gas, y que para los proyectos costa afuera podrá contemplarse un plazo mayor, de hasta ocho (8) años en total, en atención a las particularidades de este tipo de proyectos; En materia de exportaciones, el plan en cuestión estableció la posibilidad de ofrecerse a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme por hasta un volumen total de once millones de metros cúbicos (11.000.000 m³) por día, a ser comprometidos exclusivamente durante el período no invernal, y estas condiciones podrán ser utilizadas tanto para la exportación de gas natural por ductos como para su licuefacción en el país y posterior exportación como GNL. Por otra parte, el mismo estableció que los contratos particulares resultantes del esquema serán negociados mediante un mecanismo de subasta, licitación y/o procedimiento similar, a ser diseñado por la Secretaría de Energía, que garantice los más altos estándares de concurrencia, igualdad, competencia y transparencia. En materia de requisitos de contratación, el diseño, instrumentación y ejecución de estos planes de inversión y programas de contratación por parte de las empresas productoras refiere a la aplicación del principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional de las facilidades en materia de empleo, provisión directa de bienes y servicios por parte de Pymes y empresas regionales, así como de bienes, procesos y servicios de industria, tecnología y trabajo nacional (al tiempo que será contemplado un sistema de control y sanción que será implementado por la Secretaría de Energía en forma conjunta, federal y colaborativa con el Ministerio de Desarrollo Productivo, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, las Provincias que adhieran al citado esquema y las organizaciones de trabajadores y empresariales del sector que así lo soliciten).

El 3 de noviembre de 2022, se dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 730/2022, por medio del cual se aprobó el PLAN DE REASEGURO Y POTENCIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FEDERAL DE HIDROCARBUROS, EL AUTOABASTECIMIENTO INTERNO, LAS EXPORTACIONES, LA SUSTITUCIÓN DE IMPORTACIONES Y LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA TODAS LAS CUENCAS HIDROCARBURÍFERAS DEL PAÍS 2023-2028, implementado las respectivas modificaciones al anexo aprobado por el Decreto

de Necesidad y Urgencia N° 892/2020. El referido plan a instrumentar en lo referido al volumen: mantiene el volumen base total de setenta millones de metros cúbicos (70.000.000 m³) por día para los trescientos sesenta y cinco (365) días de cada año calendario de duración del esquema conforme fuera adjudicado mediante las Resoluciones de la Secretaría de Energía N° 391/2020 y N°1091/2021, respectivamente en el marco de la Ronda #1 y Ronda #3 del CONCURSO PUBLICO NACIONAL - PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO – ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024, y este volumen base podrá ser ampliado por la Secretaría de Energía a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda, así como ampliado para los sucesivos períodos y/o para los volúmenes a incluir en los plazos que eventualmente se extienda el plan. En cuanto al plazo, prevé una duración hasta el año 2028 plazo que podrá ser ampliado por la Secretaría de Energía en función de su evaluación de la situación en el mercado de gas. Establece asimismo, en lo que respecta a las exportaciones de gas natural, la posibilidad de ofrecer a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme durante el período estacional de verano y/o de invierno sobre la base de las estimaciones de oferta y demanda que efectúe la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía. Los cupos de dichas exportaciones serán asignados según las reglas y pautas establecidas en el referido plan y en la normativa posterior que dicte la Secretaría de Energía. Los contratos particulares resultantes del esquema serán negociados mediante un mecanismo de subasta, licitación y/o procedimiento similar, a ser diseñado por la Secretaría de Energía, manteniendo asimismo las previsiones de valor agregado nacional y planes de inversión previstos en el plan aprobado por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020. Por su parte, la Resolución N° 770/2022, la Secretaría de Energía convocó a Concurso Público Nacional (aprobándose los pliegos de bases y condiciones aplicables al referido concurso y los modelos de contratos a ser suscriptos por los adjudicatarios) para: **(I)** Ronda 4 – Cuenca Neuquina: a) la extensión de los compromisos asumidos por los adjudicatarios en la Cuenca Neuquina en el marco de: i) los procedimientos realizados para el Concurso Público Nacional “RONDA #1 –CONCURSO PÚBLICO NACIONAL - PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024”, convocado mediante la Resolución N°317 de fecha 20 de noviembre de 2020 de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía y adjudicado mediante la Resolución N° 391 de fecha 15 de diciembre de 2020, modificada por Resolución N° 447 de fecha 29 de diciembre de 2020, ambas de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía, y ii) los procedimientos realizados para el Concurso Público Nacional “RONDA #3 – CONCURSO PÚBLICO NACIONAL – PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO – ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024”, convocado mediante la Resolución N°984 de fecha 19 de octubre de 2021 y adjudicado mediante la Resolución N°1091 de fecha 10 de noviembre de 2021, ambas de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía; y b) la adjudicación de los siguientes volúmenes de gas natural en la cuenca Neuquina: i) “Gas Plano Julio”: hasta 11.000.000 m³ por día para el período comprendido entre el 1° de julio de 2023 y el 31 de diciembre de 2028, ambos inclusive; ii) “Gas Plano Enero”: hasta 3.000.000 m³ por día para el período comprendido entre el 1° de enero de 2024 y el 31 de diciembre de 2028, ambos inclusive; iii) “Gas de Pico 2024”: hasta 7.000.000 m³ por día para los períodos comprendidos entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre, ambos inclusive, de los años 2024 a 2028, ambos inclusive; iv). “Gas de Pico 2025”: hasta 7.000.000 m³ por día para los períodos comprendidos entre el 1° de mayo y el 30 de septiembre, ambos inclusive, de los años 2025 a 2028, ambos inclusive. Tanto a) y) precedentes, en los términos del Pliego de Bases y

Condiciones incluidos como Anexo I de la citada resolución “CONCURSO PÚBLICO NACIONAL - PLAN DE REASEGURO Y POTENCIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FEDERAL DE HIDROCARBUROS, EL AUTOABASTECIMIENTO INTERNO, LAS EXPORTACIONES, LA SUSTITUCIÓN DE IMPORTACIONES Y LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA TODAS LAS CUENCAS HIDROCARBURÍFERAS DEL PAÍS 2023-2028 - RONDA 4 – CUENCA NEUQUINA”; y (II) Ronda 5 – Cuencas Austral y Noroeste: a) la extensión de los compromisos asumidos por aquellos adjudicatarios que realizaron ofertas en las Provincias de Chubut y Santa Cruz en el marco de los procedimientos realizados para el Concurso Público Nacional “RONDA #1 –CONCURSO PÚBLICO NACIONAL - PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024”, convocado mediante la Resolución N°317/20 de la Secretaría de Energía y adjudicado mediante la Resolución N°391/20, modificada por Resolución N°447/20, ambas de la Secretaría de Energía; y b) la presentación de proyectos de Gas Incremental en las cuencas Austral y Noroeste, bajo la figura de Plan de Actividad Incremental, conforme la definición del Punto 4.26 del Anexo del Decreto N°892 de fecha 13 de noviembre del 2020, sustituido por el Decreto N°730 de fecha 3 de noviembre de 2022; en los términos del Pliego de Bases y Condiciones incluidos como Anexo II de la citada resolución “CONCURSO PÚBLICO NACIONAL - PLAN DE REASEGURO Y POTENCIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FEDERAL DE HIDROCARBUROS, EL AUTOABASTECIMIENTO INTERNO, LAS EXPORTACIONES, LA SUSTITUCIÓN DE IMPORTACIONES Y LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA TODAS LAS CUENCAS HIDROCARBURÍFERAS DEL PAÍS 2023-2028 - RONDA 5 – CUENCAS AUSTRAL Y NOROESTE”.

El 28 de mayo de 2022 se publicó el Decreto PEN N° 277/2022, mediante el cual se crearon los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo (“RADPIP”) y de gas natural (“RADPIGN”) y el régimen de promoción de empleo, trabajo y desarrollo de proveedores regionales y nacionales (“RPEPNIH”). Dicho Decreto principalmente flexibiliza el acceso al MULC a los beneficiarios que incrementen la producción de gas y/o petróleo, y que para poder acceder al RADPIP y al RADPIGN, se deben cumplir con los siguientes requisitos: (i) estar inscriptos en el registro de empresas petroleras de la Secretaría de Energía; (ii) adherir al régimen; (iii) obtener una producción incremental de crudo o niveles de inyección incremental de gas natural; (iv) cumplir con el RPEPNIH; y (v) ser adjudicatario, y cumplir con las obligaciones previstas, en el Plan Gas.Ar. Los beneficiarios de dichos regímenes tendrán acceso al MULC para el pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, incluyendo pasivos con sociedades vinculadas no residentes y para el pago de utilidades y dividendos que correspondan a estados financieros cerrados y auditados y/o la repatriación de inversiones directas de no residentes. El acceso al MULC bajo este régimen no podrá quedar sujeto al requisito de conformidad previa del BCRA, en caso en que la norma cambiaria así lo estableciera, y que los beneficios de acceso a divisas que se obtengan por adherir al RADPIP y/o al RADPIGN serán tomados a cuenta y oportunamente descontados de otros beneficios. Respecto al RPEPNIH, se controlarán los planes de desarrollo de proveedores que aseguren la integración regional y nacional, y que el 16 de enero de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 13/2023 de la Secretaría de Energía aprobando las condiciones generales de los regímenes de acceso a divisas creados por el mencionado Decreto 277/22. Para mayor información véase Capítulo XVI. Información Adicional - Controles de Cambio – Otras disposiciones específicas.

Exploración y Producción

Permisos y Concesiones

En virtud de la Ley de Hidrocarburos (y sus modificatorias), las autoridades federales y/o provinciales competentes pueden otorgar permisos de exploración luego de la presentación de licitaciones. El titular de un permiso de exploración posee el derecho exclusivo de llevar a cabo las operaciones necesarias o adecuadas para la exploración de petróleo y gas dentro del área especificada en el permiso. Cada permiso puede cubrir sólo áreas no probadas que no excedan 10.000 kilómetros cuadrados (15.000 kilómetros cuadrados mar adentro), y puede tener una vigencia de hasta 11 años, 13 años o 14 años, para la exploración convencional, la exploración no convencional y la exploración mar adentro, respectivamente.

En caso que el titular de un permiso de exploración descubra cantidades de petróleo o gas que sean comercialmente explotables, tendrá el derecho de obtener una concesión de explotación exclusiva por 25, 30 o 35 años para la producción y el desarrollo de este petróleo y gas (depende de cómo se pretendan extraer esos hidrocarburos mediante el uso de métodos convencionales o no, de los depósitos hidrocarburíferos con determinadas características de permeabilidad específicas, de si están situados en el continente o en la plataforma continental o mar territorial). La Ley de Hidrocarburos asimismo dispone que la vigencia de la concesión puede ser prorrogada por períodos adicionales de 10 años, con sujeción a términos y condiciones. En virtud de la Ley N° 26.197, la facultad de prorrogar las vigencias de los permisos y concesiones existentes y nuevas fue puesta a cargo de los gobiernos de las provincias donde se encuentre el yacimiento en cuestión (y del gobierno nacional respecto de yacimientos mar adentro que sobrepasen las 12 millas náuticas). Al momento del vencimiento del permiso y/o concesión (incluyendo sus eventuales prórrogas), las provincias tienen el derecho de conferir nuevos permisos y/o concesiones relacionados con los yacimientos en cuestión. En caso de que se acceda a una concesión de explotación antes del vencimiento del permiso de exploración, el período restante de tiempo de dicho permiso puede ser convertido y agregado a la correspondiente concesión de explotación.

Una concesión de explotación también confiere al titular el derecho de conducir todas las actividades necesarias o adecuadas para la producción del petróleo y gas, siempre que dichas actividades no interfieran con las actividades de otros titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación. Una concesión de explotación permite que el titular obtenga una concesión de transporte para el petróleo y gas producido. Ver el punto “Transporte de Hidrocarburos” más abajo.

Actualmente existen varios tipos de concesiones y contratos vigentes en la Argentina:

- Concesiones de explotación otorgadas en virtud de la Ley de Hidrocarburos por el gobierno nacional o de las provincias, las cuales (a) fueron renegociadas de contratos de producción o exploración anteriores, (b) fueron otorgadas por YPF sobre áreas marginales bajo su control, o (c) fueron otorgadas luego de declarar reservas comercialmente explotables como resultado de un permiso de exploración;

- Joint ventures entre operadores del sector privado y/o con operadores del sector público;
- Contratos de exploración, la mayoría de los cuales se han convertido en permisos de exploración;
- Permisos de exploración otorgados en virtud de la iniciativa Plan Argentina del gobierno nacional en el año 1992;
- Permisos de exploración otorgados por las autoridades provinciales y nacionales, según corresponda, en virtud de la Ley N° 26.197; y
- Contratos de prestación de servicios con las provincias para la exploración, desarrollo y producción de áreas marginales transferidas por YPF. Los anteriores permisos de producción y exploración de YPF fueron convertidos en permisos y concesiones sujetos a la Ley de Hidrocarburos.

Los permisos de exploración y las concesiones de explotación generalmente requieren que los titulares lleven a cabo todas las obras necesarias para buscar o extraer hidrocarburos racional y económicamente explotables con el uso de técnicas adecuadas y que realicen las inversiones especificadas.

Los requisitos de solvencia patrimonial y financiera para ser titular de un permiso de exploración, concesión de explotación y/o concesión transporte, fueron establecidos por medio de la Resolución N° 193/2003 de la entonces SE. Por Disposición N° 335/2019 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles, con fecha 9 de diciembre de 2019 se aprobaron nuevos parámetros de solvencia patrimonial y financiera que deben cumplir las empresas para ser titulares de permisos de exploración, concesiones de explotación y/o transporte de hidrocarburos en los términos de los arts. 5 y 72 de la Ley de Hidrocarburos (y sus modificatorias) y se aprobó una “metodología marco de análisis de solvencia financiera”, entre otras cuestiones, derogando a la mencionada Resolución N° 193/2003.

Asimismo, según la Disposición de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles N° 337/2019, se entenderá que califica como “Empresa Productora” (y por ende, sujeta al Registro de Empresas Petroleras) aquella que presente ofertas en los concursos previstos en los artículos 45 y 46 de la ley 17.319 o acredite ser titular de permisos de exploración y/o concesiones de explotación otorgados por alguna de las autoridades concedentes en los términos de dicha ley, o resulte ser asociada de estos titulares, o revista el carácter de operador de áreas de exploración y/o yacimientos en los permisos y concesiones antedichos.

Canon y Regalías

En virtud de la Ley de Hidrocarburos y sus modificatorias, los titulares de concesiones de explotación, incluida la Emisora, deben pagar un canon (cuota) anual o derechos, cuyo cálculo se basa en el área territorial cubierta por dicho permiso o concesión (de acuerdo con la sección 7° - Cánones y Regalías - de la Ley de Hidrocarburos). Asimismo, los titulares de concesiones de explotación están obligados a pagar por dichas concesiones y a hacer pagos de regalías a la

provincia donde se lleva a cabo la producción.

A partir del Decreto No. 771/2020, el gobierno estableció los valores actuales del Canon a pagar por quienes poseen permisos de exploración y los concesionarios de explotaciones de hidrocarburos.

- 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 cero coma cuarenta y seis (0,46) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado.
 - Segundo período: El monto equivalente en pesos de uno coma ochenta y cuatro (1,84) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado.
 - Prórroga: El monto equivalente en pesos de treinta y dos coma veintidós (32,22) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado.
- El titular de una **concesión de explotación** pagará anualmente y por adelantado el monto equivalente en pesos de ocho coma veintiocho (8,28) barriles de petróleo por kilómetro cuadrado o fracción en concepto de canon.

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

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

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

Una regalía del 12%, y un porcentaje en concepto de canon extraordinario en ciertas concesiones que han sido prorrogadas, se debe abonar sobre el valor en boca de pozo de la producción de petróleo crudo y de los volúmenes de gas natural vendidos. El valor en boca de pozo se calcula en base al volumen y al precio de venta del petróleo crudo y del gas producido, menos el costo del tratamiento, los gastos de transporte, de almacenamiento y otras deducciones.

Además de las disposiciones de la Ley de Hidrocarburos relacionadas con las regalías a ser abonadas por los titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación, el gobierno nacional asimismo promulgó reglamentaciones específicas para la liquidación y el pago de regalías sobre hidrocarburos. El Decreto N° 1.671/1969 creó las normas básicas para el pago de regalías en efectivo o en especie y designó al gobierno nacional como la autoridad de control.

Luego se dictaron otras reglamentaciones que separaron los regímenes aplicables para la liquidación y el pago de las regalías del petróleo crudo y del gas natural.

En el mercado de gas natural, dicho pago se rige por las Resoluciones de la Secretaría de Energía N° 188/1993 y N° 73/1994, que determinan los gastos deducibles, así como también el precio de boca de pozo del gas natural.

Dentro del mercado del petróleo crudo, las Resoluciones de la Secretaría de Energía N° 155/1992 y N° 5/2004, entre otras, también reglamentan el cálculo y las deducciones aprobadas para la determinación del precio de boca de pozo del petróleo crudo. Asimismo, según la Resolución de la SE N° 435/2004, en caso de que el titular de una concesión asigne producción de crudo para otros procesos de industrialización en sus plantas, deberá acordar con las autoridades provinciales o con la SE, según corresponda, sobre el precio de referencia a ser utilizado a los fines del cálculo de las regalías. Adicionalmente, mediante Resolución N° 571/19 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación (modificada por la Resolución N° 35/2021 de la Secretaría de Energía), se instruyó a los transportistas para que establezcan una metodología de compensación, denominada banco de calidad, que indirectamente podría afectar los ajustes que realicen los titulares de permisos o concesiones al liquidar sus regalías.

Los gastos de regalías incurridos en la Argentina se consideran como costos de producción. De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, el petróleo y el gas producido por un titular de un permiso de exploración antes del otorgamiento de la concesión de explotación se encuentran sujetos al pago del 15% de regalías.

La Ley de Emergencia N° 27.541, publicada el 23 de diciembre de 2019 (Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública), al otorgar facultades al Poder Ejecutivo de la Nación para fijar alícuotas de derechos de exportación, dispuso en este aspecto que *“Las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podrán superar el ocho por ciento (8%) del valor imponible o del precio oficial FOB. 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”* (art. 52).

Por Decreto N° 58/2019, el Presidente de la Nación promulgó esta última ley, vetando del art. 52 transcrito, la frase que dice *“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 consecuencia, la versión final del art. 52 de la ley 27.541 quedaría de la siguiente manera: *“Las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos y minería no podrán superar el ocho por ciento (8%) del valor imponible o del precio oficial FOB.”*

Reversiones de Áreas

Al vencimiento del plazo de una concesión de explotación o al momento de su efectiva resolución, todos los pozos de petróleo y de gas, más las instalaciones y el equipamiento operativo y de mantenimiento, retornan a la provincia donde se ubica la reserva o al gobierno nacional en el caso de reservas bajo jurisdicción federal (es decir, ubicadas sobre la plataforma continental

sobrepasando las 12 millas náuticas mar adentro), sin ningún tipo de compensación.

Transporte de Hidrocarburos

La Ley de Hidrocarburos (conforme modificaciones introducidas por la Ley N° 27.007) permite que el poder ejecutivo del gobierno nacional otorgue concesiones para el transporte de petróleo, gas y productos petrolíferos a favor de concesionarios de explotación y para el transporte de su propia producción, cuando se trate de facilidades de transporte de hidrocarburos que abarquen 2 o más provincias o que tengan como destino directo la exportación. Estas concesiones serán otorgadas y prorrogadas por plazos equivalentes a aquellos otorgados para las concesiones de explotación vinculadas a las concesiones de transporte. Vencidos dichos plazos, las instalaciones pasarán al dominio del Estado nacional o provincial según corresponda sin cargo ni gravamen alguno y de pleno derecho.

En virtud de la Ley N° 26.197, los respectivos gobiernos provinciales poseen la misma facultad respecto de concesiones de transporte cuyas trazas comiencen y terminen dentro de una misma jurisdicción provincial y que no tengan como destino directo la exportación.

Las concesiones para transporte de hidrocarburos y sus derivados, distintas al transporte de la propia producción de un concesionario de explotación, se otorgarán mediante licitación pública o concurso público. Conforme con lo previsto por el Decreto No. 115/2019 (publicado en el Boletín Oficial el 8 de febrero de 2019), el plazo de las concesiones de transporte que se adjudiquen mediante el procedimiento de concurso o licitación será de 35 años, contados desde la fecha de su otorgamiento. Los concesionarios podrán solicitar prórrogas por un plazo de 10 años de duración cada una de ellas, siempre que hayan cumplido con sus obligaciones, se encuentren transportando hidrocarburos al momento de solicitar la prórroga y presenten un plan de trabajo e inversiones asociadas. Aquellas concesiones de transporte otorgadas con anterioridad a la entrada en vigencia de ese decreto, se regirán por los términos y condiciones de su otorgamiento. Asimismo, bajo el citado Decreto No. 115/2019 se estableció la posibilidad de que los titulares de las concesiones de transporte de hidrocarburos líquidos que se otorguen a partir de la entrada en vigencia del mismo, así como los titulares de concesiones de transporte de hidrocarburos líquidos otorgadas con anterioridad a su entrada en vigencia - respecto del volumen de las ampliaciones de capacidad de sus instalaciones efectuadas con posterioridad a su entrada en vigencia -, podrán celebrar contratos de reserva de capacidad en firme con aquellos cargadores que estén interesados.

El titular de una concesión de transporte tiene el derecho de:

- Transportar petróleo, gas y productos petrolíferos; y
- Construir y operar tuberías para petróleo y gas, instalaciones de almacenamiento, estaciones de bombeo, plantas compresoras, caminos, vías y las demás instalaciones y el equipamiento necesario para la eficaz operación de un sistema de tuberías.

El titular de una concesión de transporte se encuentra obligado a transportar hidrocarburos para terceros sin discriminación alguna, por el pago de una tarifa. Esta obligación, sin embargo, se aplica a productores de petróleo y gas sólo en la medida que los titulares de las concesiones dispongan de capacidad excedente y se encuentren expresamente subordinados a los requisitos de transporte del titular de la concesión de transporte. Las tarifas de transporte se encuentran sujetas a la aprobación

de la Subsecretaría de Hidrocarburos para los ductos de petróleo y nafta y de ENARGAS para los gasoductos. El 1 de julio de 2019, mediante la Resolución No. 357/2019 de la Secretaría de Energía, se aprobaron los términos y condiciones de las ofertas de licitación que se organizarán de conformidad con el Decreto 115/2019 ya mencionado, sobre la base de las propuestas presentadas por los interesados en obtener una concesión de transporte en los términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos.

Las normas de carácter general para el transporte de petróleo crudo, así como las normas técnicas aplicables a dicho transporte se encuentran establecidas en el Decreto Nacional N° 44/1991, con las modificaciones introducidas por el Decreto N° 115/2019 ya referido. Por su parte, por medio de la Resolución N° 571/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía (modificada a su vez por la Resolución N° 35/2021 de la Secretaría de Energía) se modificaron las normas particulares y condiciones técnicas para el transporte de petróleo crudo, incluidos en el Anexo I del Decreto 44/1991.

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

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

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

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

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

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

Asimismo, por medio del Decreto N° 540/2021, se implementó para las concesiones de transporte existentes y para aquellas que en lo sucesivo se otorguen, el servicio de transporte no físico de hidrocarburos líquidos por ductos hasta la brida de ingreso a la planta de almacenamiento, sobre la base de las condiciones generales allí establecidas.

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

El cargador podrá solicitar y el transportista deberá implementar el servicio de transporte no físico de un determinado volumen de hidrocarburos líquidos cuando le fuera requerido, en tanto las condiciones técnicas y operativas de su sistema de transporte lo permitan, y procederá a la devolución del volumen recibido, en la medida que la cantidad equivalente de hidrocarburos líquidos se encuentre disponible en el punto de entrega solicitado. En el servicio de transporte no físico el cargador deberá observar las especificaciones técnicas para el ingreso de hidrocarburos líquidos establecidas en el Anexo I de la Resolución SGE N° 571/2019 y su modificatoria.

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

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

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

equivalente de acuerdo con lo establecido en el mecanismo de Banco de Calidad aprobado.

Por otra parte, la Ley de Gas Natural reglamenta la distribución y el transporte de gas natural aplicable considerándolos como servicios públicos. La Ley de Gas Natural tiene como objetivo: (i) proteger los intereses de los usuarios de gas; (ii) promover un mercado competitivo; (iii) regular la venta, el transporte y la distribución de gas natural; (iv) asegurar el abastecimiento suficiente del mercado interno; (v) establecer tarifas justas; (vi) promover la inversión a largo plazo; y (vii) asegurar el transporte y la distribución eficaz y segura.

Toda la capacidad de transporte de gas en gasoductos, excepto por aquella que corresponda a evacuación de producción propia del concesionario en virtud de los artículos 28 y 43 de la Ley de Hidrocarburos, se encuentra sujeta a dicho régimen regulado.

El sistema de transmisión de gas se divide actualmente en dos sistemas, principalmente en función de su geografía (los sistemas de gasoductos troncales norte y sur), diseñados para darle a ambos sistemas acceso a las fuentes de gas y a los principales centros de demanda en Buenos Aires y sus alrededores. Estos sistemas son operados por dos empresas transportadoras. Además, el sistema de distribución se divide en nueve distribuidoras regionales, entre las que se incluyen dos distribuidoras que abastecen el área del Gran Buenos Aires.

El Decreto N° 589 del 28 de julio de 2017, modificó el artículo 3° del Decreto N° 729 de fecha 22 de mayo de 1995 incorporando como segundo párrafo la posibilidad que en el caso de gasoductos que se construyan o amplíen a futuro, los transportistas puedan negociar libremente sus contratos de transporte con productores en los términos del artículo 28 de la Ley de Hidrocarburos, limitando el régimen regulado a la capacidad de transporte no comprometida en tales contratos.

El Decreto N° 465/2019 de fecha 5 de julio de 2019 instruyó a la SE a convocar a licitación pública nacional e internacional, a los fines de adjudicar una licencia para la prestación del servicio de transporte de gas natural que contemple como obligación el diseño y la construcción de un gasoducto que conecte la Subzona Neuquén (en las proximidades de la localidad de Tratayén de la Provincia del Neuquén) con la localidad de Salliqueló, en la Provincia de Buenos Aires, y con las Subzonas Gran Buenos Aires y Litoral, en las proximidades de la Ciudad de San Nicolás de los Arroyos de la Provincia de Buenos Aires.

Dando cumplimiento a la instrucción emanada del Decreto N° 465/19, la ex Secretaría de Gobierno de Energía dictó la Resolución N° 437 de fecha 30 de julio de 2019, mediante la cual convocó a una licitación pública nacional e internacional. Sin embargo, la Resolución N° 437/2019 fue derogada por medio de la Resolución N° 448/2020, que a su vez instruyó a la Subsecretaría de Hidrocarburos a llevar a cabo una evaluación técnica y legal, a fin de considerar las mejores alternativas de construcción de un nuevo gasoducto y/o la ampliación de las capacidades de transporte, para la evacuación de gas natural producido en la Cuenca Neuquina hacia los centros de consumo del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) y el Litoral.

Mediante la Resolución 67/2022 la SE declaró de interés público nacional la construcción del gasoducto Presidente Néstor Kirchner, a fin de transportar gas natural desde Tratayén en la Provincia del Neuquén hasta la Ciudad de San Jerónimo, en la Provincia de Santa Fe, así como la

realización de obras complementarias, de ampliación y potenciación del sistema nacional de transporte. En ese marco, se creó el Programa Sistema de Gasoductos “Transport.Ar Producción Nacional” en la órbita de la Subsecretaría de Hidrocarburos, pautándose sus objetivos y las obras a ejecutar. En el marco de dicho programa, a su vez, con fecha 14 de febrero de 2022 se publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 76/2022 por medio del cual se otorgó a IEASA (actualmente ENARSA) la concesión de transporte sobre el “GASODUCTO PRESIDENTE NESTOR KIRCHNER” en los términos de los artículos 28, 39 y concordantes de la Ley 17.319, para transportar gas con punto de partida desde las proximidades de Tratayén en la Provincia del Neuquén, atravesando las Provincias de Río Negro, La Pampa, pasando por Salliqueló en la Provincia de Buenos Aires, hasta las proximidades de la ciudad de San Jerónimo, en la Provincia de Santa Fe. El plazo de la referida concesión se estableció en 35 años. Asimismo se estableció, entre otras cuestiones que en el marco de la concesión de transporte otorgada IEASA (actualmente ENARSA) podrá, por sí o por terceros, según lo establezca la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía, construir, mantener, operar y prestar el servicio de transporte del “GASODUCTO PRESIDENTE NÉSTOR KIRCHNER”, de acuerdo con lo previsto en las Leyes N° 17.319 y N° 24.076, sus modificatorias, reglamentaciones y complementarias.

En lo que respecta al transporte de hidrocarburos líquidos, por medio de la Resolución de la Secretaría de Energía de la Nación N° 634/2022, publicada con fecha 14 de septiembre de 2022, en uso de las facultades otorgadas mediante Decreto N° 574/2022 de fecha 2 de septiembre del referido año, se prorrogó por el plazo de 10 años, a partir del 14 de noviembre de 2027, la concesión de transporte de hidrocarburos correspondiente a los oleoductos troncales de acceso a Allen y del oleoducto Allen-Estación Puerto Rosales de titularidad de Oleoductos del Valle Sociedad Anónima, y su respectiva ampliación denominada Medanito-Puesto Hernandez. Todo ello, de conformidad con los condicionamientos y requisitos fijados en la respectiva norma citada.

Asimismo, mediante Resolución N° 875/2022 de la Secretaría de Energía de la Nación, publicada con fecha 30 de diciembre de 2022, según los términos y condiciones allí fijados, se prorrogó a partir del 14 de noviembre de 2027, y por el plazo de DIEZ (10) años, la concesión de transporte de la Estación de Bombeo y la Terminal Marítima de Puerto Rosales de titularidad de Oiltanking Ebytem Sociedad Anónima (OTE S.A.), y su respectiva ampliación, denominada Puerto Rosales – Puerto Galván.

Reglamentación específica del mercado para petróleo, gas y GLP (Gas Licuado de Petróleo)

Petróleo

Comercialización de Petróleo

El 11 de enero de 2017 algunos productores y empresas de refinería, dentro del marco del control del gobierno nacional, firmaron el “Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina”, el cual establece un esquema de precios a fin de que el precio del barril de petróleo producido en la Argentina alcance la paridad con los precios internacionales durante el año 2017.

En octubre de 2017, el ex Ministerio de Energía y Minería de Argentina determinó la terminación

de los acuerdos sobre precios de petróleo crudo y gasolinas. Se liberaron los precios locales una vez que alcanzaron los niveles de los precios internacionales, y a partir de entonces mantienen paridad con éstos y se sujetan a las reglas del mercado.

La fuerte depreciación del Peso ocurrida durante 2018, provocó que las refinerías y los productores hicieran acuerdos para minimizar el aumento en los precios. Esto ocasionó un desajuste temporal de los precios locales en Argentina en relación con los precios internacionales.

Sin embargo, por medio del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 566/2019, de fecha 15 de agosto de 2019, el Estado Nacional intervino en el mercado hidrocarburífero regulando los precios del petróleo crudo. Así, mediante ese decreto el Presidente de la Nación estableció:

- Que las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local durante los 90 días corridos siguientes a la entrada en vigencia de ese decreto (lo que ocurrió el día 16 de agosto de 2019), 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 \$45,19 por dólar estadounidense y un precio de referencia BRENT de US\$ 59 por barril.
- Que el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, en todos los canales de venta, durante los 90 días corridos siguientes a la entrada en vigencia del decreto, no podía ser superior al precio vigente al día 9 de agosto de 2019.
- Que las empresas productoras de hidrocarburos debían cubrir el total de la demanda de petróleo crudo que les sea requerido por las empresas refinadoras locales, proveyendo de manera habitual y continua a todas las refinerías ubicadas en el territorio de la República Argentina para la adecuada satisfacción de las necesidades internas.
- Según los considerandos del Decreto, las medidas indicadas fueron tomadas a fin de evitar aumentos sustanciales en el precio del petróleo crudo y de los combustibles líquidos en el mercado local, que ocasionarían efectos perjudiciales para distintos sectores de la economía, así como también a los fines de preservar el abastecimiento de combustibles líquidos requerido para satisfacer las necesidades básicas de la población.

Con fecha 30 de agosto de 2019, el Presidente de la Nación dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 601/2019, que modificó el Decreto N° 566/2019 en los siguientes aspectos:

- El tipo de cambio de referencia pasó de \$45,19 por dólar estadounidense a \$ 46,69;
- Se sustituyó el art. 2°, indicando que hasta el 13 de noviembre de 2019 el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan por destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio (estaciones de servicio) no podía ser superior al precio vigente el día 9 de agosto de 2019.

Por Resolución N° 557/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía, con fecha 18 de septiembre de 2019 se estableció que durante la vigencia del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 601/2019, los precios de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas

refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio (estaciones de servicio), podían incrementarse en hasta un 4% respecto de los precios vigentes al 9 de agosto de 2019. Asimismo, estableció que, durante la vigencia del Decreto mencionado, 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 \$49,30 por cada dólar estadounidense y un precio de referencia BRENT de US\$59 por barril.

Las medidas referidas sobre los precios de hidrocarburos no fueron prorrogadas por el Estado Nacional luego del vencimiento del plazo de 90 días originalmente establecido.

Con el fin de mitigar el impacto de las medidas implementadas por el gobierno a través del Decreto No. 566/2019, la Secretaría de Energía emitió la Resolución No. 552/2019 que disponía: (i) la transferencia a las empresas productoras de petróleo, previa solicitud, de AR\$116,10 por barril entregado en el mercado local durante septiembre de 2019; y (ii) la transferencia a las empresas productoras de biocombustibles que se beneficien del régimen de promoción de biocombustibles establecido por las Leyes No. 26.093 y No. 26.334, previa solicitud, del equivalente al 6% del precio fijado por la Secretaría de Energía para agosto de 2019, aplicable a la producción entregada en el mercado local durante el mes de septiembre de 2019. La solicitud de estas compensaciones por parte de las empresas productoras de petróleo incluirá la renuncia a realizar reclamaciones relacionadas con la aplicación de los Decretos No. 566/2019 y No. 601/2019, mientras que para las empresas productoras de biocombustibles, deberán renunciar a las reclamaciones relacionadas con las normas que establecen la metodología de fijación de precios de los biocombustibles y las que definen sus respectivos precios bajo el régimen de promoción propuesto por la Ley No. 26.093.

La Resolución No. 688/2019, publicada el 1 de noviembre de 2019 en el Boletín Oficial actualizó el tipo de cambio de referencia a AR\$51,77 por Dólar y mantuvo el precio de referencia del Brent en US\$59,00 por barril

El 19 de mayo de 2020, el gobierno emitió el Decreto No. 488/2020, cuyo plazo fue sucesivamente prorrogado por los Decretos 783/2020, 965/2020, 35/2021, 229/2021 y 245/2021. A través de esta regulación se establecieron las siguientes medidas (entre otras):

A través de esta regulación se establecieron las siguientes medidas (entre otras):

- (i) Hasta el 31 de diciembre de 2020, las entregas de petróleo crudo que se efectúen en el mercado local debían ser facturadas por las empresas productoras y pagadas por las empresas refinadoras y sujetos comercializadores, tomando como referencia para el crudo tipo “Medanito” el precio de 45 USD/bbl, a ser ajustado para cada tipo de petróleo crudo por calidad y por puerto de carga, de conformidad con la práctica usual en el mercado local. Asimismo, el precio sería de aplicación en todos los casos de entregas de crudo en el mercado local para la liquidación de regalías hidrocarburíferas bajo la Ley de Hidrocarburos.

En caso de que, durante dicho período, la cotización del “Ice Brent Primera Línea”

superare los USD 45/bbl durante diez (10) días consecutivos, considerando para ello el promedio de las últimas cinco (5) cotizaciones publicadas por el “Platts Crude Marketwire” bajo el encabezado “Futures”, las medidas quedarían sin efecto.

- (ii) Durante el plazo de vigencia de las medidas establecidas en el punto (i), las empresas productoras debían sostener los niveles de actividad y/o de producción registrados durante el año 2019, tomando en consideración la situación de contracción de la demanda local e internacional, tanto del petróleo crudo como de sus derivados, producto de los efectos de la pandemia de COVID-19, siempre dentro de los parámetros de explotación adecuada y económica previstos en el artículo 31 de la Ley de Hidrocarburos, de conformidad con la reglamentación que al efecto se establezca.

Las empresas productoras deberán aplicar idéntico criterio al sostenimiento de los contratos vigentes con las empresas de servicios regionales y deberán mantener la planta de trabajadores y trabajadoras que tenían al 31 de diciembre de 2019. Ello se realizará en un marco de consenso con las organizaciones de trabajadores y en procura conjunta de alcanzar modalidades laborales que mejoren la eficiencia, la tecnología y la productividad y que estén acordes con las mejores prácticas nacionales e internacionales de la industria de los hidrocarburos.

- (iii) Además, la Secretaría de Energía podrá controlar que los productores cumplan con el Plan Anual de Inversiones requerido por el artículo 12 del Anexo al Decreto No. 1277/12, y podrá aplicar, de ser necesario, las sanciones previstas en aquel Decreto.
- (iv) Mientras estas medidas fueron efectivas, las refinerías y comercializadores fueron obligados a adquirir el total de su demanda de petróleo crudo a las empresas productoras locales. Además, las empresas integradas, las refinerías y los comercializadores no podían importar productos que se encuentren disponibles para la venta en el mercado interno y/o respecto de los cuales existiera capacidad efectiva de procesamiento local.
- (v) Se establecieron derechos de exportación para ciertos productos de hidrocarburos, con el siguiente esquema: 0% de alícuota para los derechos de exportación en el caso de que el precio internacional sea igual o menor al “valor base” (45 USD/bbl), y un 8% de alícuota para los derechos de exportación en el caso de que el precio internacional sea igual o superior al “valor de referencia” (60 USD /bbl). En aquellos casos en que el precio internacional fuera superior al “valor base” (45 USD/bbl) e inferior al “valor de referencia” (60 USD /bbl), la alícuota del tributo se determinaría con una fórmula.
- (vi) Los montos de las sanciones establecidas en el artículo 87 de la Ley de Hidrocarburos fueron establecidos entre el mínimo equivalente al valor de 22m³ de petróleo crudo nacional en el mercado interno y un máximo de 2.200 m³ del mismo hidrocarburo, por cada infracción.

A los efectos del cálculo de las multas, se adoptará el precio promedio ponderado por ventas en el mercado interno de los petróleos nacionales publicado en la página web de la Secretaría De Energía del Ministerio De Desarrollo Productivo correspondiente al mes de la infracción o, en su defecto, el precio del mes inmediato anterior que se encuentre publicado. El importe de las multas será abonado en pesos, al tipo de cambio del Dólar Estadounidense “Vendedor” del Banco De La Nación Argentina vigente el día hábil anterior al del efectivo pago.

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

Exportaciones e importaciones de Petróleo

Desde el mes de enero de 2003, el precio del crudo se ha visto afectado por varias reglamentaciones locales y por las condiciones del mercado. Los precios que podemos obtener por nuestra producción de petróleo crudo se encuentran afectados por una combinación de factores que incluyen los derechos a la exportación, la incapacidad de los productores de transferir los aumentos de precios a los consumidores, la volatilidad de los precios del petróleo y los precios de los productos refinados.

En ese contexto la Resolución N° 394/2007 del Ministerio de Economía y Producción fijó nuevos valores de referencia a los fines de calcular la alícuota aplicable para los derechos de exportación, determinando una alícuota de aumento para el petróleo crudo cuyo valor internacional excediera determinado valor de referencia. Medidas como éstas hicieron que los productores se vuelvan indiferentes al momento de decidir si les conviene suministrar al mercado local o al internacional, ya que el gobierno nacional capturaría cualquier ingreso extraordinario que pudieran obtener con las exportaciones.

La Resolución N° 394/2007 luego fue revocada por la Resolución N° 1.077/2014 del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas, la cual estableció nuevos valores de referencia para el crudo y para la determinación de las alícuotas para el cálculo de los derechos de exportación.

El derecho de exportación de Hidrocarburos había sido creado mediante la Ley 25.561 en el año 2002, facultando al Poder Ejecutivo Nacional a establecer la alícuota correspondiente, todo ello por un plazo de 5 años. Tanto el derecho de exportación como las facultades conferidas al Poder Ejecutivo Nacional para fijar la alícuota, fueron prorrogados por 5 años a través de la Ley 26.217 y, luego, por igual plazo adicional, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016. Sin perjuicio de ello, el 4 de septiembre de 2018, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 793/2018, disponiendo un derecho de exportación del 12% sobre productos básicos con un tope de \$4 por cada dólar para todos los productos primarios de exportación, mientras que para el resto de los productos ese tope era de \$3 por cada dólar.

La Ley N° 27.467 (Ley de Presupuesto 2019) del 4 de febrero de 2019, ratificó el Decreto 793/2018 y facultó al Poder Ejecutivo Nacional a fijar derechos de exportación con un límite en la determinación de la alícuota del 30% del valor imponible o del precio oficial FOB. Este tope máximo estaba determinado en el 12% para aquellas mercaderías que no estaban sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o que estaban gravadas con una alícuota del 0% a esa fecha. Estas facultades podían ejercerse hasta el 31 de diciembre de 2020.

Adicionalmente, el 2 de enero de 2019, el Decreto N° 1.201/2018 impuso con vigencia desde el 1 de enero de 2019 al 31 de diciembre de 2020 un derecho de exportación del 12% a la exportación de servicios (con un límite de \$4 por cada dólar).

El 14 de diciembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional, a través del Decreto N° 37/2019, dejó sin efecto el tope de \$4 por cada dólar del valor imponible o del precio FOB oficial de los bienes exportados establecido previamente por el Decreto 793/2018, quedando vigente el 12% sobre dicha base hasta el 31 de diciembre de 2020, fecha en la que el derecho de exportación adicional establecido por el Decreto 793/2018 quedó sin efecto.

Luego, con fecha 23 de diciembre de 2019, se publicó la Ley 27.541 de Ley Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública (en adelante, la “Ley de Solidaridad”), la cual facultó nuevamente al Poder Ejecutivo Nacional a fijar derechos de exportación cuya alícuota no podrá superar el 33% del valor imponible o del precio oficial FOB de la mercadería que se exporte. El párrafo 9 del art. 52 de la Ley de Solidaridad estableció que dicha facultad podría ser ejercida hasta el 31 de diciembre de 2021.

La Ley de Solidaridad -respecto de ciertas mercaderías y supuestos- prohíbe superar determinadas alícuotas de derechos de exportación. Entre otros, ello se presenta en los siguientes casos: (i) 15% para aquellas mercancías no sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2019 o que a esa fecha se encontraban gravadas al 0%; (ii) 5% del valor imponible o del precio oficial FOB para bienes industriales, para productos agroindustriales de economías regionales y para la exportación de servicios; y (iii) 8% del valor imponible o del precio oficial FOB para hidrocarburos y minería.

Posteriormente, el 18.05.2020, de conformidad con lo establecido en la Ley de Solidaridad, el Decreto N° 488/2020 estableció un nuevo sistema para la aplicación de los derechos de exportación de hidrocarburos en virtud de la variación del precio internacional del barril Brent, con un tope máximo de 8%. Dicho decreto no prevé una fecha de caducidad para la vigencia de los derechos de exportación allí fijados por lo que existen interpretaciones divididas respecto a la validez de los derechos de exportación allí establecido a partir del 01.01.2022, a la luz de la fecha límite establecida en el párrafo 9 del art. 52 de la Ley de Solidaridad (31.12.2021).

En lo que respecta a las exportaciones de servicios, con vigencia a partir del 1 de enero de 2020, el Decreto 99/2019 modificó el Decreto 1.201/2018 fijando hasta el 31 de diciembre de 2021 la alícuota de derechos de exportación al 5% y eliminando el tope de \$ 4 por dólar. Los derechos de exportación de servicios perdieron vigencia a partir del 01.01.2022.

Con respecto a las importaciones, el art. 49 de la Ley de Solidaridad fijó hasta el 31 de diciembre

de 2020 en un 3% la alícuota de la tasa de estadística que grava operaciones de importación para consumo, excepto respecto a la mercadería originaria del MERCOSUR o a aquella negociada en acuerdos preferenciales negociados por Argentina. El Decreto 99/2019 estableció una escala con topes a la tasa de estadística en función del valor de la mercadería exportada. Ley de presupuesto para el ejercicio 2021 N° 27.591, publicada en el Boletín Oficial el 14 de diciembre de 2020, modificó el art. 49 de la Ley de Solidaridad extendiendo la vigencia de la tasa de estadística allí determinada hasta el 31 de diciembre de 2021. El Decreto N° 1057/20, publicado en el Boletín Oficial el 31 de diciembre del 2020 prorrogó las disposiciones previstas en el Decreto 99/2019 respecto a los topes y exenciones a la tasa de estadística hasta el 31 de diciembre de 2021. El Decreto 881/2021 estableció la vigencia, a partir del 01.1.2022 de las disposiciones de la Ley de presupuesto para el ejercicio 2021 N° 27.591, sus modificatorias y complementarias. El 30.12.2021 el Poder Ejecutivo Nacional emitió el Decreto 901/2021 que fijó, hasta el 31.12.2024, la tasa de estadística en el 3%, manteniendo los topes y exenciones vigentes. A partir del 01.01.2022, la validez de la tasa de estadística establecida por el Decreto 901/2021 es cuestionable atento a la expiración del plazo establecido en el art. 49 de la Ley de Solidaridad y modificatoria.

Para más información sobre la obligación de ingreso y liquidación del contravalor en divisas de las exportaciones, véase “Capítulo XVI. Información Adicional – Controles de Cambio” del presente Prospecto.

Las operaciones de exportación de hidrocarburos líquidos deben cumplir con obligaciones previas de registro a través de un Registro de Contratos de Exportación, originalmente previsto por el Decreto 645/2002, y según el mismo fuera reglamentado por medio de la Resolución N° 1679/2004 y su última modificación, por medio de las Resoluciones N° 241/2017 y 329/2019.

Con fecha 20 de marzo de 2017, el gobierno nacional, mediante el Decreto N° 192/2017, creó el “Registro de Operaciones de Importación de Petróleo Crudo y sus Derivados”, mediante la cual se establecía que es necesaria la adjudicación previa de la Secretaría de Energía para proceder con la importación de petróleo crudo o de algunos de sus derivados, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017. Luego, el acuerdo fue suspendido por el anteriormente denominado Ministerio de Energía y Minería a través de la Nota NO-2017-21505927-APN-MEM (de fecha 22 de septiembre de 2017) el 1 de octubre de 2017.

Programa “Petróleo Plus”, “Refinación Plus” y “Estímulo a la Producción de Petróleo”

Como respuesta a la permanente tendencia en baja de la producción de petróleo crudo, el día 25 de noviembre de 2008, el gobierno nacional dictó el Decreto N° 2.014/2008 que creó los programas Petróleo Plus y Refinación Plus, tendientes al aumento de las reservas y de la producción, respectivamente, a través del otorgamiento de créditos fiscales transferibles que pudieran ser utilizados para abonar derechos de exportación sobre el petróleo crudo, el gas natural y los productos derivados.

Bajo el Decreto N° 2.014/2008, las tareas efectuadas por los productores de hidrocarburos para (i) explorar y desarrollar nuevos yacimientos petrolíferos; (ii) aumentar la capacidad de producción; y (iii) incorporar nueva tecnología de producción y desarrollo en los yacimientos existentes, permitían que estos productores obtuvieran exenciones tributarias para dichos proyectos o,

alternativamente, permitan la amortización acelerada de las obras y del equipamiento incluido en el proyecto a los fines de la determinación del impuesto a las ganancias.

En 2012, el gobierno nacional anunció la suspensión de los programas Petróleo Plus y Refinación Plus debido a cambios en las condiciones del mercado bajo las cuales estos programas se habían establecido en el año 2008.

En febrero de 2015, se publicó la Resolución No. 14/2015 de la CPCE, que complementada por la Resolución No. 33/2015, la cual creó el Programa de Estímulo a la Producción de Petróleo (el “Programa de Estímulo al Petróleo Crudo”). Las compañías que participan en el Programa de Estímulo al Petróleo acordaron un piso de producción mínimo (la “Producción Base”) y podrían esperar recibir US\$3/bbl o US\$2/bbl (para el mercado nacional y de exportación, respectivamente) por cualquier barril que exceda la Producción Base hasta un precio máximo por barril de US\$70/bbl para el petróleo denominado Escalante y US\$84/bbl para el petróleo denominado Medanito.

El día 13 de julio de 2015, el gobierno nacional, mediante el Decreto N° 1.330/2015, declaró la finalización del programa “Petróleo Plus” y estableció una compensación pagadera en bonos emitidos por el gobierno nacional (BONAR 2018 y BONAR 2024) para los créditos fiscales devengados no abonados en virtud de dicho programa.

Las exportaciones de petróleo crudo también se encontraban sujetas a programas de incentivo que colocaban a los precios internacionales del crudo muy por debajo de los correspondientes a las ventas locales dentro del mercado de consumo argentino.

Algunas provincias argentinas también crearon programas para el estímulo de las exportaciones como una medida para mantener los niveles de producción de petróleo y compensar a los productores por los precios internacionales comparados con los precios locales del crudo. Por ejemplo, la Provincia de Chubut, a través del Decreto N° 442/2016, y con sujeción a la negociación y celebración de un contrato específico con cada concesionaria, acordó otorgar una suma adicional de US\$ 2,5/ Bbl por el petróleo crudo exportado proveniente de las áreas de explotación ubicadas en la Provincia de Chubut entre enero y diciembre de 2015.

Gas Natural

Comercialización de Gas Natural

La Ley de Gas Natural regula la distribución y el transporte de gas natural considerando los servicios públicos e intenta: (i) proteger los intereses de los usuarios de gas; (ii) promover un mercado competitivo; (iii) regular la venta, transporte y distribución de gas natural; (iv) asegurar el suficiente abastecimiento del mercado interno; (v) establecer tarifas justas; (vi) promover la inversión a largo plazo; y (vii) asegurar el transporte y distribución eficaz y segura.

Asimismo, la Ley de Gas Natural prohíbe que las empresas de transporte adquieran o vendan gas natural; también prohíbe ciertas formas de copropiedad entre transportistas, distribuidores y minoristas para no permitirles a ellos ni a sus afiliadas controlar más de un tipo de esas entidades.

Las restricciones impuestas por el gobierno nacional luego del año 2002 sobre la operación del libre mercado ocasionaron una disminución de las inversiones en exploración y desarrollo mientras que la demanda de gas natural se incrementó en gran medida mientras la economía se recuperaba.

En el mes de febrero de 2004, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 180/04 introdujo reformas sustanciales al marco legal. Este Decreto (i) constituyó un fondo fiduciario para las inversiones relacionadas con la expansión de las instalaciones de transporte y distribución de gas natural; (ii) creó el Mercado Electrónico del Gas (“MEG”) para las ventas diarias de gas al contado; (iii) adoptó medidas para mejorar la eficacia del mercado de gas natural; (iv) aprobó un mecanismo para interrumpir el abastecimiento cuando las empresas de distribución observaran determinadas restricciones en el sistema; (v) autorizó a la SE para crear categorías de consumidores ordenando que compraran el gas directamente de los productores; y (vi) fijó obligaciones de información para compradores y vendedores de gas natural en relación con sus respectivas operaciones comerciales, requeridas como condición para obtener la autorización para inyectar y transportar cualquier volumen de gas natural en el sistema de transporte. De acuerdo con el Decreto N° 180/04, todas las ventas diarias de gas natural al contado deben ser comercializadas a través del MEG.

En el mes de febrero de 2004, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 181/04 autorizó a la SE a negociar con los productores de gas natural sobre un mecanismo de fijación de precios para el gas natural suministrado a las industrias y a las empresas de generación eléctrica. El día 2 de abril de 2004, la SE y los productores de gas firmaron un acuerdo que fue ratificado por la Resolución N° 208/04 emitida por el ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. El objetivo del acuerdo consistía en implementar un esquema para la normalización de los precios del gas natural luego de la crisis del año 2001. Este acuerdo venció el 31 de diciembre de 2006.

El 14 de junio de 2007, la Resolución N° 599/07 de la SE aprobó un acuerdo con los productores de gas natural respecto del abastecimiento de gas natural al mercado interno durante el período de 2007 a 2011 (la “Propuesta de Acuerdo” o el “Acuerdo de Gas”). El Acuerdo de Gas fijó los volúmenes de ventas locales y subordinó las exportaciones de gas natural a la satisfacción previa de la demanda interna.

El ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, mediante la Resolución N° 459/07 con fecha del 12 de julio de 2007, creó el “Programa de Energía Total”, el cual estaba diseñado para mitigar la posible escasez de gas y electricidad durante el invierno argentino de 2007. El programa alentaba a los usuarios industriales a sustituir el uso del gas natural y la electricidad por diésel, fueloil y gas licuado de petróleo (“GLP”).

Por medio de la Resolución ENARGAS N° 1410/10, se impusieron nuevas reglas para el despacho de gas natural para abastecer a la denominada “demanda prioritaria” que significó que podrían requerirse a las empresas productoras volúmenes adicionales a los previstos en el Acuerdo de Gas. Asimismo, se otorgó facultades de redireccionamiento de gas a las empresas transportadoras de gas natural. Sin embargo, la Resolución N° 89/2016 el ex Ministerio de Energía modificó las normas de despacho de gas natural. El procedimiento para despacho de gas natural se encuentra regulado en la actualidad por las Resoluciones del ENARGAS N° I/3833 y N°124/2018.

En el mes de abril de 2016, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 41/2016, que

estableció los nuevos precios para el punto de entrada del sistema de transporte de gas natural para cada cuenca de origen, estableciendo un precio de \$5,53 para la Cuenca Neuquina, de \$4.93 para la Cuenca Noroeste, y de \$4.84 para la Cuenca del Golfo de San Jorge, para la adquisición de gas natural para la generación de energía a ser comercializada dentro del marco de MEM o, en general, para el suministro del servicio de distribución de electricidad pública.

Posteriormente, el día 10 de octubre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería, a través de la Resolución N° 212-E/2016 actualizó las nuevas tarifas del servicio de gas natural. A este fin, se ordenó a ENARGAS, en base a la situación financiera y económica de las empresas licenciadas y a la Revisión Tarifaria Integral, aplicar un ajuste a las tarifas de transición vigentes de los Servicios Públicos de Transporte y Distribución de Gas Natural. En tal sentido, el ENARGAS publicó una serie de resoluciones mediante las cuales se detallan las tablas tarifarias para los distintos transportistas y distribuidores de gas natural.

El día 15 de febrero de 2017, el Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 29-E/2017, con el llamado a audiencias públicas para el 10 de marzo de 2017. Entre el 30 de marzo de 2017 y el 4 de abril de 2017, ENARGAS dictó las correspondientes resoluciones para actualizar las tarifas aplicables a las empresas licenciatarias, de conformidad con la revisión tarifaria integral, para los segmentos de distribución y de transporte público de gas natural.

El 29 de noviembre de 2017, los productores de gas natural y las empresas distribuidoras de gas natural, suscribieron las “Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes”, que fijaron, entre otras cuestiones, lineamientos para el abastecimiento de gas natural a las distribuidoras y consecuentemente a los consumidores finales residenciales y comerciales.

El ENARGAS dictó en lo sucesivo nuevas resoluciones actualizando semestralmente (del 1 de octubre al 30 de marzo y del 1 de abril al 30 de septiembre de cada año) los cuadros tarifarios aplicables por las compañías licenciatarias de los servicios de transporte y distribución de gas natural. Sin embargo, mediante la Resolución No. 521/2019 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía (dictada el 3 de septiembre de 2019 y publicada en el Boletín Oficial el 4 de septiembre de 2019) y sus modificaciones mediante Resoluciones N° 751/2019 y 791/2019 ambas del ex Ministerio de Hacienda, el Estado Nacional dispuso: (i) diferir el ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución previsto a partir del 1° de octubre de 2019 para el 1° de febrero de 2020, debiendo utilizarse, en esa oportunidad, el índice de ajuste correspondiente para reflejar la variación de precios entre los meses de febrero y agosto de 2019; y (ii) diferir el ajuste por variación del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte previsto con vigencia a partir del 1° de octubre de 2019 para el 1° de febrero de 2020. Por su parte, el 28 de diciembre de 2019 se emitió el Decreto N° 99/2019 que fijó las tarifas de gas natural para determinados usuarios, por un plazo de 180 días, hasta junio de 2020. A fin de compensar a las prestadoras del servicio de distribución por el efecto de dicho diferimiento, la resolución referida dispuso a su vez la revisión y adecuación -en su exacta incidencia- de las inversiones obligatorias a su cargo. A los efectos de la implementación del diferimiento referido en el apartado (ii) precedente, será de aplicación lo establecido en el Decreto N° 1053/2018.

Por medio del Decreto N° 1053/2018, el Estado Nacional asumió el pago de las diferencias diarias

acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las empresas distribuidoras de gas natural, y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1° de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, cuyo origen hubiera sido las variaciones del tipo de cambio. El pago por parte del Estado Nacional de las mencionadas diferencias se fijó en treinta (30) cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1° de octubre de 2019, a la tasa del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo. Los montos resultantes de las cuotas pagaderas por el Estado Nacional serán percibidos por las empresas distribuidoras de gas natural, que luego deberán pagar. El Decreto N° 1053/2018 previó un esquema de adhesiones al régimen establecido por el mismo, que importaba la renuncia de la empresa productora a iniciar toda acción o reclamo.

El Decreto N° 1053/18 dispuso en su artículo 8 que a partir del 1° de abril de 2019, los contratos entre productores de gas natural y distribuidoras deben prever que en ningún caso se trasladará a los usuarios que reciban servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional. Por medio de la Resolución N° 466/2019 emitida por el ENARGAS, se aprobó la metodología para determinar el monto neto de las diferencias diarias acumuladas referidas en el artículo 7 del Decreto N° 1053/2018.

Finalmente, en respuesta a las recientes fluctuaciones del tipo de cambio, la Secretaría de Energía resolvió, mediante la Resolución No. 521/2019 - modificada por las Resoluciones 751/2019 y Resolución 791/2019 de la Secretaría de Energía (i) diferir el ajuste semestral de las tarifas de transporte y distribución, desde su vencimiento el 1 de octubre de 2019 hasta el 1 de febrero de 2020 y (ii) diferir el ajuste por variación del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte previsto con vigencia a partir del 1° de octubre de 2019 para el 1° de febrero de 2020. Dicha decisión incluye el aplazamiento de los ajustes de los precios del gas natural pagaderos por las distribuidoras de gas natural desde el 1 de octubre de 2019 hasta el 1 de febrero de 2020, momento en el que se resolverán los ajustes adecuados para los períodos aplazados, incluido el cálculo de las diferencias diarias durante dicho período.

El Decreto No. 1053/2018 fue luego derogado por el Artículo 91 de la Ley 27.591, publicada en el Boletín Oficial el 14 de diciembre de 2020.

Por medio de la Resolución SE N° 32/2019, el entonces Secretario de Gobierno de Energía de la Nación estableció las condiciones para la licitación de precios para el suministro de gas natural en condición firme, para las empresas prestatarias del servicio público de distribución de gas natural por redes.

En el marco de la resolución referida en el párrafo precedente, se celebraron los acuerdos para el suministro de gas natural para la demanda abastecida por las distribuidoras de gas natural, correspondientes al período comprendido entre abril de 2019 y marzo de 2020. El 10 de abril de 2020, la Secretaría de Energía dependiente, en aquel momento, del Ministerio de Desarrollo Productivo mediante la Nota NO-2020-25148550-APN-SE#MDP instruyó a las empresas productoras de gas natural, a efectos de que renueven, hasta la fecha de vencimiento del plazo establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541 (o sea, 180 días posteriores a la entrada en vigencia de dicha ley, la cual entro en vigencia el 24 de diciembre de 2019), en los mismos términos y condiciones, la vigencia de todos los acuerdos de suministro y de adquisición de gas natural, cuyo

vencimiento haya operado u opere en el período comprendido entre el 31 de marzo próximo pasado y la fecha de vencimiento del plazo establecido en el artículo 5° citado.

El 21 de junio de 2019, la ex Secretaria de Gobierno de Energía emitió la Resolución N° 336/2019 (complementada por la Resolución N° 488/2019 de ese mismo organismo), la que estableció, en beneficio de los usuarios residenciales de gas natural y de propano indiluido por redes, con carácter excepcional, un diferimiento de pago del veintidós por ciento (22%) en las facturas emitidas a partir del 1° de julio de 2019 y hasta el 31 de octubre de 2019. Dichos diferimientos serán recuperados a partir de las facturas regulares emitidas desde el 1° de diciembre de 2019 y por cinco (5) períodos mensuales, iguales y consecutivos. El costo financiero del diferimiento fue asumido por el Estado Nacional en carácter de subsidio.

Para la comercialización de gas natural con destino a abastecer la demanda de generación de energía eléctrica, la Resolución 95/2013 de la Secretaría de Energía monopoliza casi todas las compras realizadas a través de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (“CAMMESA”).

Por medio de la Resolución 46/2018 del ex Ministerio de Energía se instruyó a la Subsecretaría de Energía Eléctrica para que establezca la modalidad para que CAMMESA implemente mecanismos competitivos para asegurar la disponibilidad de gas para generación eléctrica, y se fijaron los nuevos precios máximos para el gas natural, distribuido por cuenca, a ser aplicable a los volúmenes de gas natural con destino a la generación de electricidad a ser comercializada en el MEM o, en general, destinada a la provisión del servicio público de distribución de electricidad a partir del 1 de agosto de 2018.

Con fecha 7 de noviembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 70/2018 de la SE, modificatoria de la Resolución N° 95/2013 de la Secretaría de Energía, por la que se faculta a los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM a contratar el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica. Además, la referida Resolución establece que los costos de generación con combustible propio se valorizarán de acuerdo con el mecanismo de reconocimiento de los Costos Variables de Producción reconocidos por CAMMESA.

Por medio de la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo, se derogó, a partir del 30 de diciembre de 2019 la Resolución N° 70/2018, restableciéndose la vigencia del artículo 8 de la Resolución N° 95/2013 de la Secretaría de Energía y del artículo 4 de la Resolución 529/2014 de la Secretaría de Energía, reimplantándose el abastecimiento de combustibles a las centrales térmicas del MEM y del MEM del Sistema de Tierra del Fuego a través de CAMMESA.

En el marco del “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024”, aprobado por Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020, así como de los respectivos concursos aprobados por Resoluciones de la Secretaría de Energía N° 317/20 de la Secretaría de Energía y N° 984/2021, y adjudicados, respectivamente, mediante las Resoluciones N°391/20, modificada por Resolución N°447/20, y 1091/2021 de la Secretaría de Energía; se estableció la comercialización a mediano plazo del gas natural por parte de las empresas productoras de hidrocarburos, por una parte, y las

Licenciatarias del Servicio de Distribución de gas natural, IEASA (actualmente ENARSA) y CAMMESA. Dicho esquema de comercialización ha sido luego ampliado y modificado en los términos de lo dispuesto bajo el PLAN DE REASEGURO Y POTENCIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FEDERAL DE HIDROCARBUROS, EL AUTOABASTECIMIENTO INTERNO, LAS EXPORTACIONES, LA SUSTITUCIÓN DE IMPORTACIONES Y LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA TODAS LAS CUENCAS HIDROCARBURÍFERAS DEL PAÍS 2023-2028, aprobado por Decreto de Necesidad y Urgencia N° 730/2022, y las Resoluciones de la Secretaría de Energía N° 770/2022 y 860/2022.

Nuevo Régimen de Promoción de Inversiones para la Exportación

El 7 de abril de 2021, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto N° 234/2021 (el “Régimen de Fomento”), modificado por el Decreto N° 836/2021, que establece un nuevo régimen de promoción de inversiones para las exportaciones, 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 americanos (US\$ 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.

Por su parte, se establecen beneficios adicionales según el grado de la inversión en los proyectos incluidos en el Régimen de Fomento.

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.

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva

El 23 de diciembre de 2019, el Gobierno argentino promulgó la Ley de Solidaridad que declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social. La Ley de Solidaridad establece que (i) las tarifas de gas natural bajo la jurisdicción federal se mantendrán inalterados por un plazo de 180 días desde el 23 de diciembre de 2019, y (ii) el poder ejecutivo tiene el poder de renegociar las tarifas que se encuentran bajo la jurisdicción federal, tanto dentro del marco de la actual revisión tarifaria o a través de una revisión extraordinaria, en concordancia con la Ley No. 24.076 (Ley de Gas). Las provincias fueron también invitadas a adherirse a esta política.

Además, la Ley de Solidaridad faculta al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir al ENARGAS y al ENRE.

A través del Decreto No. 278/2020, el Poder Ejecutivo Nacional intervino el ENARGAS hasta el 31 de diciembre de 2020, nombrando un interventor y definiendo sus respectivos poderes y autoridades. Además, de forma efectiva desde la entrada en vigor del decreto, los miembros vigentes del Directorio de ENARGAS fueron suspendidos de sus funciones hasta tanto el ENARGAS dejó de estar intervenido. La intervención del ENARGAS fue objeto de sucesivas prórrogas (a través de los Decretos N° 1020/2020, 871/2021 y 815/2022), y continúa vigente: el Decreto N° 815/2022 prorrogó la intervención del ENARGAS 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.

Por medio del Decreto No. 311/2020, el Poder Ejecutivo Nacional estableció la prohibición de que los proveedores del servicio de gas (entre otros servicios) suspendan o corten servicios en caso de mora o falta de pago de hasta siete (7) facturas consecutivas o alternadas, desde el 1 de marzo de 2020 (luego modificado a seis facturas).¹ A través del Decreto No. 756/2020, esta medida fue

¹ Dicha medida resulta aplicable con respecto a: Los beneficiarios de la Asignación Universal por Hijo (AUH) y la Asignación por Embarazo, Beneficiarios y beneficiarias de Pensiones no Contributivas que perciban ingresos mensuales brutos no superiores a 2 veces el Salario Mínimo Vital y Móvil, Usuarios inscriptos y usuarias inscriptas en el Régimen de Monotributo Social, Jubilados y jubiladas; pensionadas y pensionados; y trabajadores y trabajadoras en relación de dependencia que perciban una remuneración bruta menor o igual a DOS (2) Salarios Mínimos Vitales

extendida hasta el 31 de diciembre de 2020.

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

El 16 de diciembre de 2020, a través del Decreto N° 1020/2020, el Poder Ejecutivo:

- (i) Determinó el inicio de la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural que estén bajo jurisdicción federal, en el marco de lo establecido en el artículo 5° de la Ley de Solidaridad.

El término de la renegociación no podría exceder los dos (2) años desde la emisión del mencionado Decreto, debiendo suspenderse hasta entonces, los Acuerdos correspondientes a las respectivas Revisiones Tarifarias Integrales vigentes con los alcances que en cada caso determinen los Entes Reguladores, atento existir razones de interés público. El proceso de renegociación culminará con la suscripción de un Acta Acuerdo Definitiva sobre la Revisión Tarifaria Integral, la cual abrirá un nuevo período tarifario según los marcos regulatorios. El plazo inicial de dos (2) años fue prorrogado por un (1) año adicional mediante el Decreto N° 815/2022.

- (ii) El plazo de mantenimiento de las tarifas impuesto por la Ley de Solidaridad es prorrogado por un plazo adicional de 90 (noventa) días desde la finalización del plazo establecido por el Decreto 543/2020, o hasta que los nuevos cuadros tarifarios transitorios entren en vigencia, lo que ocurra primero.

El 22 de febrero de 2021, el ENARGAS emitió la Resolución N° 47/2021, estableciendo una audiencia pública con el propósito de tratar el Régimen Tarifario de Transición, de acuerdo al Decreto N° 1020/2020. La audiencia pública (N° 101) tuvo lugar el 16 de marzo de 2021.

El 31 de mayo de 2021, fueron publicados en el Boletín Oficial los Decretos N° 353/2021 y 354/2021:

- El Decreto N° 353/2021 ratificó las Resoluciones Conjuntas N° 1 y 2 del ENARGAS y el

y Móviles; Trabajadores monotributistas inscriptos y trabajadoras monotributistas inscriptas en una categoría cuyo ingreso anual mensualizado no supere en DOS (2) veces el Salario Mínimo Vital y Móvil; Usuarios y usuarias que perciben seguro de desempleo; Electrodependientes, beneficiarios de la Ley No. 27.351; Usuarios incorporados y usuarias incorporadas en el Régimen Especial de Seguridad Social para Empleados de Casas Particulares (Ley No. 26.844); Exentos en el pago de ABL o tributos locales de igual naturaleza; las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas (MiPyMES), conforme lo dispuesto por la Ley NO. 25.300 afectadas en la emergencia; las Cooperativas de Trabajo o Empresas Recuperadas inscriptas en el INSTITUTO NACIONAL DE ASOCIATIVISMO Y ECONOMÍA SOCIAL (INAES) afectadas en la emergencia; las instituciones de salud, públicas y privadas afectadas en la emergencia; las Entidades de Bien Público que contribuyan a la elaboración y distribución de alimentos en el marco de la emergencia alimentaria

Ministerio de Economía, las cuales a su vez habían aprobado el proceso de renegociación, como se explicará debajo (ambas Resoluciones Conjuntas son de fecha 21 de mayo de 2021, aunque fueron publicadas en el Boletín Oficial el 2 de junio de 2021)

- Por su parte, el Decreto N° 354/2021 ratificó el “ACUERDO TRANSITORIO DE RENEGOCIACIÓN del RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSICIÓN: ADECUACIÓN TRANSITORIA DE LA TARIFA DE GAS NATURAL”, celebrado entre el ENARGAS y el Ministerio de Economía individualmente con cada una de las siguientes distribuidoras: Camuzzi Gas del Sur S.A., Gasnor S.A., Distribuidora de Gas Cuyana S.A., Gas del Centro S.A., Litoral Gas S.A., Camuzzi Gas Pampeana, Metrogas S.A., Naturgy Ban S.A., y Gasnea S.A.

Posteriormente, el 2 de junio de 2021, fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones del ENARGAS N° 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159 y 160, a través de las cuales el ENARGAS:

- (i) Había declarado la validez de la audiencia pública N° 101;
- (ii) Había aprobado los cuadros tarifarios de transición a ser aplicados por: Transportadora de Gas del Sur S.A.; Transportadora de Gas del Norte S.A.; Metrogas S.A.; Litoral Gas S.A.; Naturgy Ban S.A.; Distribuidora Gas Cuyana S.A.; Camuzzi Gas Pampeana S.A.; Gasnor S.A.; Camuzzi Gas del Sur S.A.; Distribuidora Gas del Centro S.A.; Gasnea S.A.; Redengas S.A., respectivamente;

En la misma fecha, fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones Conjuntas N° 1 y 2 del Ministerio de Economía y el ENARGAS, a través de las cuales se resolvió:

- (i) Aprobar lo actuado en el proceso de renegociación desarrollado por el ENARGAS en los términos del Decreto N° 1020/2020; y
- (ii) Atento a no haber sido factible arribar a un acuerdo sobre una adecuación tarifaria de transición, se pone en vigencia el Régimen Tarifario de Transición aplicable a Transportadora de Gas Del Sur S.A. y Transportadora de Gas del Norte S.A., respectivamente.
- (iii) Estas medidas fueron emitidas “ad-referéndum” del Poder Ejecutivo Nacional.

Asimismo, mediante la Resolución N° 518/2021, el ENARGAS convocó a la Audiencia Pública N° 102, con el objeto de poner a consideración: 1) Adecuación transitoria de la tarifa del servicio público de transporte de gas natural (conf. Decreto N° 1020/20); y 2) Adecuación transitoria de la tarifa del servicio público de distribución de gas por redes (conf. Decreto N° 1020/20). La Audiencia Pública se celebraron el 19 de enero de 2022, que fue declarada válida mediante Resolución 29/2022.

El 25 de febrero de 2022, las Resoluciones del ENARGAS N° 59, 60, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70 fueron publicadas en el Boletín Oficial, mediante las cuales se aprobaron los cuadros tarifarios de transición a ser aplicados -respectivamente- por Transportadora de Gas del Norte S.A., Transportadora de Gas del Sur S.A., Gasnor S.A., Distribuidora de Gas Cuyana S.A., Naturgy Ban S.A., Camuzzi Gas Pampeana S.A., Gas Nea S.A., Litoral Gas S.A., Camuzzi Gas del Sur S.A.,

Metrogras S.A., y Distribuidora de Gas del Centro S.A., con vigencia a partir del 1 de marzo de 2022. El 14 de marzo de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución ENARGAS N° 92/2022, mediante la cual se aprobaron los cuadros tarifarios de transición a ser aplicados por REDENGAS S.A., con vigencia a partir del día de su publicación.

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

Asimismo, creó el Registro de Acceso a los Subsidios a la Energía (RASE), bajo la órbita de la Subsecretaría de Planeamiento Energético de la Secretaría de Energía, en el cual se deberán inscribir los usuarios residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por redes que soliciten el subsidio del Estado Nacional.

También creó el Registro Nacional Único de Titulares de Servicios Públicos Esenciales (ReNUT), en la órbita del Consejo Nacional de Coordinación de Políticas Sociales, que tendrá por objetivo administrar el flujo de datos y de información para el ámbito Nacional, conociendo la composición cualitativa y cuantitativa de los usuarios de los servicios públicos.

A través de la Resolución N° 467/2022, la Secretaría de Energía instruyó a la Subsecretaría de Planeamiento Energético a instrumentar la Segmentación de Subsidios a Usuarios y Usuarias residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por red establecida en el Decreto N° 332/2022.

El 1 de junio de 2022, fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones del ENARGAS N° 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215 y 2016, que aprobó los cuadros tarifarios a ser aplicados a partir del 1 de junio de 2022 por parte de –respectivamente– Camuzzi Gas del Sur S.A., Redengas S.A., Litoral Gas S.A., Distribuidora de Gas del Centro S.A., Camuzzi Gas Pampeana S.A., Gasnor S.A., Naturgy Ban S.A., Metrogras S.A., Gasnea S.A., Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

Mediante la Resolución 610/2022, publicada en el Boletín Oficial el 2 de agosto de 2022, la Secretaría de Energía determinó los precios en el PIST para el gas natural que serán de aplicación a los usuarios y las usuarias residenciales del servicio público de gas natural por red, Nivel 1, de conformidad con la gradualidad y ajuste temporal establecido en el Decreto N° 332/2022.

Las disposiciones de la Resolución N° 610/2022 serán de aplicación para los consumos de gas por redes realizados a partir del 31 de agosto de 2022. Adicionalmente, en función de la gradualidad establecida en el Decreto N° 332/22, el segundo ajuste gradual se aplicará a los consumos realizados a partir del 31 de octubre de 2022 y el tercer ajuste gradual se aplicará a los consumos realizados a partir del 31 de diciembre de 2022.

El 31 de agosto de 2022, fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones del ENARGAS N° 325, 326, 327, 328, 329, 330, 331, 332, 333 y 334, que aprobaron los cuadros tarifarios a ser aplicados a los consumos realizados por usuarios residenciales del servicio público de gas natural por redes, Nivel 1, a partir del 31 de agosto de 2022, por parte de –respectivamente– Metrogas S.A., Naturgy Ban S.A., Gasnor S.A., Gasnea S.A., Camuzzi Gas Pampeana S.A., Camuzzi Gas del Sur S.A., Litoral Gas S.A., Distribuidora de Gas del Centro S.A., Distribuidora de Gas Cuyana S.A. y Redengas S.A.

El 26 de septiembre de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 661/2022 de la Secretaría de Energía, que aclaró que, a los efectos de la asignación de subsidios a la energía establecidos por el Decreto N° 332/2022, en cada ciclo de facturación, aquellos servicios que no hayan sido identificados como pertenecientes a beneficiarios de Nivel 2 o Nivel 3 en el padrón informado al ENRE, al ENARGAS, a los entes reguladores, a las autoridades provinciales y/o a las empresas prestadoras de los servicios públicos de distribución de energía eléctrica y gas natural por red, deben recibir el tratamiento correspondiente a usuarios residenciales de mayores ingresos (Nivel 1).

El 6 de octubre de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 686/2022 de la Secretaría de Energía, que determinó que a los consumos que efectúen los usuarios del servicio de distribución de gas natural por red identificados como Nivel 3 –ingresos medios- conforme Decreto N° 332/2022 que excedan la cantidad de metros cúbicos subsidiados correspondientes al período de consumo que se esté facturando, se aplicarán las tarifas que reflejen el costo de abastecimiento que surge del Anexo de la Resolución N° 610/2022 de la Secretaría de Energía. La determinación del bloque de consumo a efectos de la facturación surgirá de la aplicación de los datos de la tabla contenida en el Anexo a la Resolución N° 686/2022, para la categoría y subzona que corresponda, en función del período de consumo que se esté facturando.

A través de la Resolución N° 426/2022, publicada en el Boletín Oficial el 12 de octubre de 2022, el ENARGAS aprobó la “Metodología y procedimiento informativo Niveles Segmentación”, a los fines de que las empresas productoras adjudicatarias del Plan Gas.Ar (Decreto 892/2022) y ENARSA facturen las inyecciones de gas natural a las distribuidoras y/o subdistribuidoras que adquieran gas natural directamente de los productores, identificando en forma diferenciada los volúmenes consumidos en los distintos niveles de subsidios establecidos en el Decreto N° 332/22, aplicando los precios en el PIST que correspondan a la composición porcentual de los consumos de los distintos niveles de segmentación de los usuarios que informen las distribuidoras y subdistribuidoras, considerando para el Nivel 3 lo establecido en la Resolución N° 686/2022. A esos efectos, las distribuidoras y/o subdistribuidoras que adquieran gas directamente de los productores y/o ENARSA, deberán informar a estos últimos, en carácter de declaración jurada, dentro de los diez (10) días corridos de finalizado el mes correspondiente a las entregas efectuadas, la composición porcentual de los consumos según los niveles de segmentación establecidos en el Decreto N° 332/2022.

El 1 de marzo de 2023 fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones del ENARGAS N° 97, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104, 105 y 106, que aprobaron los cuadros tarifarios a aplicar a los consumos realizados por los usuarios del servicio público de gas natural por redes a partir de

la publicación de dichas resoluciones y aplicables a partir del 1 de mayo de 2023 por parte de Metrogas S.A., Camuzzi Gas Pampeana S.A., Camuzzi Gas del Sur S.A., Gasnea S.A., Litoral Gas S.A., Gasnor S.A., Distribuidora Gas del Centro S.A., Gas Cuyana S.A., Natural Ban S.A., y Redengas S.A., respectivamente.

Programas estímulos a la producción de gas natural

En febrero de 2013, la Comisión de Hidrocarburos publicó la Resolución N° 1/2013 y así creó el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, cuyo objetivo consiste en evaluar y aprobar proyectos que contribuyan al autoabastecimiento nacional de hidrocarburos, a través del aumento de la producción y la inyección de gas en el mercado nacional, así como también proyectos que generen mayores niveles de actividad, inversión y empleo en el sector.

En el mes de noviembre de 2013, la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas emitió la Resolución N° 60/13 (posteriormente modificada por las Resoluciones N° 22/2014 y N° 139/2014), que creó un nuevo “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas de Inyección Reducida” (conocido como “Plan Gas”), el cual podía ser solicitado por empresas que hubieran tenido una inyección promedio de menos de 3,5 millones de m³ por día. El acceso al programa debía ser aprobado por dicha comisión. En general, el programa establecía un esquema de compensaciones a ser abonadas sobre los precios del gas natural, para ser aplicado de manera gradual y progresiva dependiendo de la producción excedente de cada empresa sobre su inyección base ajustada (inyección base=inyección de julio a diciembre de 2013). Los valores de compensación oscilan entre US\$ 4 / MMBTU y US\$ 7,5 / MMBTU, dependiendo del nivel de inyección por sobre la inyección base promedio. El gobierno federal abonaba esta compensación de manera trimestral y en pesos. Las empresas que ingresaron al programa asumieron el compromiso de inyectar por lo menos la inyección base ajustada o bien de abonar al gobierno federal el precio de importación del volumen faltante que era calculado en base al precio de importación del gas natural licuado durante los seis meses previos. Este programa tenía una vigencia de cuatro años con la posibilidad de una prórroga de un año adicional sujeto a la autorización de la comisión. La fecha límite para solicitar la participación en este plan era el 31 de marzo de 2014. Tectpetrol fue aceptada como beneficiaria de este programa a través de la Resolución N° 21/2014 de la comisión antedicha.

El día 20 de mayo de 2016, mediante el Decreto N° 704/16, se autorizó la emisión por parte del gobierno nacional de bonos denominados en dólares, BONAR 2020, a fin de cancelar las deudas pendientes al 31 de diciembre de 2015 en virtud del Programa de Estímulo al Gas Natural y del Programa de Estímulo para Empresas de Inyección Reducida. Este decreto asimismo dispuso algunas restricciones sobre la transferibilidad de dichos bonos hasta diciembre de 2017 y se requirió que se presente determinada información mensualmente.

Por falta de implementación en el pago de las compensaciones resultantes de los referidos programas, por medio de la Resolución N° 97/2018 del Ministerio de Energía y Minería se estableció un procedimiento para la cancelación de las compensaciones pendientes de liquidación y/o pago correspondientes a la inyección de gas efectuada durante el año 2017, estableciéndose que una vez determinadas las mismas, se procedería a su cancelación a partir del 1° de enero de 2019.

El mecanismo para la cancelación de las compensaciones, de acuerdo a lo determinado por Resolución N° 54/2019 de la SE, se efectúa de acuerdo a lo previsto en el artículo 55 de la Ley 27.467.

Estas resoluciones disponen que las empresas que adhieran al régimen de las Resoluciones N° 97/2018 y 54/2019, renuncian a todo derecho, acción, recurso o reclamo, presente o futuro, tanto en sede administrativa como judicial, con relación al pago de las obligaciones emergentes de los referidos programas estímulo, en los términos y/o según los procedimientos previstos en sus respectivos actos de creación y en los actos administrativos de compensación y órdenes de pago que se hubieren dictado bajo los mismos y/o como consecuencia de lo dispuesto en la resolución 97/2018.

El “Plan Gas” concluyó en diciembre de 2017, y como consecuencia los subsidios para la producción de gas convencional se eliminaron. El aumento en el precio recibido por los productores de gas natural, primero debido al “Plan Gas”, y después debido al incremento en los precios locales del gas, atrajeron inversión a proyectos de producción (upstream) provocando que se revirtiera el decremento en producción de gas de los últimos años. Este proceso permitió a Argentina reducir las importaciones de gas natural y de hecho comenzó a exportar gas durante los meses de verano (cuando la demanda local disminuye).

Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales: Resolución N° 46-E/2017

El día 2 de marzo de 2017, el ex Ministerio de Energía y Minería emitió la Resolución N° 46-E/2017, que creó el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”, con el propósito de alentar las inversiones para la producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina.

Posteriormente, por medio de la Resolución MINEM N° 419-E/2017 de fecha 1 de noviembre de 2017, se establecieron determinadas modificaciones al referido programa, con miras a: (i) poder incluir a aquellos proyectos que ya se encontraban en etapa de desarrollo pero que requerían, para incrementar su producción, la realización de inversiones comparables con las correspondientes a proyectos que comienzan su etapa de desarrollo; y (ii) evitar distorsiones de precios en el mercado que pudieran resultar de determinar la compensación sobre la base de los precios de venta de cada empresa beneficiaria de la compensación, para lo cual se estableció que la determinación del cálculo del precio efectivo sea sobre la base de los precios promedio de todo el mercado.

Por último, mediante Resolución MINEM N° 447-E/2017, se extendió dicho Programa, para incluir la producción de gas natural de reservorios no convencionales ubicados en la cuenca Austral. Así, se dispuso que para el caso de las concesiones ubicadas en la Cuenca Austral, la definición de Gas No Convencional contenida en el punto I, Definiciones, del Anexo de la Resolución No. 46/2017 será la siguiente: es el gas proveniente de reservorios de gas natural caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y/o porosidad, que impiden que el fluido migre naturalmente y por lo cual la producción comercial resulta posible únicamente mediante utilización de tecnologías de avanzada (“Tight Gas” o “Shale Gas”). La Secretaría de

Recursos Hidrocarburíferos determinará, sobre la base del análisis de la etapa piloto de cada proyecto, las condiciones técnicas particulares que deberá cumplir la producción de gas natural de cada pozo para ser considerado Gas No Convencional, tales como caudal inicial de cada pozo, su acumulada en el primer semestre y cualquier otro parámetro considerado relevante por dicha Secretaría a fin de considerar la producción como proveniente de formaciones de baja permeabilidad y/o porosidad.

Las empresas que deseen participar en este Programa deben cumplir con lo siguiente: estar ubicadas en la Cuenca Neuquina, contar con permisos de producción no convencional, inscribirse en el registro de empresas de petróleo nacional, y presentar un plan de inversión específica que debe ser aprobado por la autoridad provincial aplicable y por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos a fin de ser incorporada al programa.

La compensación bajo este programa se calcula sobre la producción de gas no convencional a ser comercializado, es decir, el gas natural ya condicionado para ser comerciable, excluyendo el consumo interno del yacimiento y considerando la diferencia entre el precio efectivo (sobre la base de los precios promedio de todo el mercado) y el precio mínimo.

Este programa estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2021. El precio mínimo fue de:

US\$ 7,50 /Mmbtu para el año calendario 2018,

US\$ 7,00 /Mmbtu para el año calendario 2019,

US\$ 6,50 /Mmbtu para el año calendario 2020, y

US\$ 6,00 /Mmbtu para el año calendario 2021.

La adhesión de Tecpetrol al Programa, en su carácter de concesionario de explotación no convencional sobre el área Fortín de Piedra, fue debidamente aprobada el 3 de noviembre de 2017.

En el marco de lo dispuesto en el PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024, a raíz de la presentación de Tecpetrol como oferente y la adjudicación de volúmenes a su favor bajo el mismo, de acuerdo a los términos del mencionado plan, Tecpetrol renunció, sujeto a la vigencia y validez del mismo, a ejercer reclamos futuros, ya sea en sede administrativa, judicial, extrajudicial y/o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y/o en el ámbito internacional -incluyendo reclamos de conformidad con tratados con disposiciones de promoción y protección de inversiones extranjeras-, en relación con cualquier cuestión vinculada a solicitudes de pago bajo el Programa creado por la Resolución N° 46-E/2017 por volúmenes entregados a partir del inicio de las entregas bajo el Plan que excedan la proyección mensual de producción incluida (curva original) considerada en la aprobación de la adhesión de los proyectos de titularidad de la Sociedad al Programa de la referida Resolución N° 46-E/2017. La renuncia en cuestión incluía, adicionalmente, una indemnidad a favor del Estado Nacional, por cualquier reclamo administrativo, judicial, extrajudicial y/o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y/o en el ámbito internacional -incluyendo reclamos de conformidad con tratados con disposiciones de promoción y protección de inversiones extranjeras-, de cualquiera de los accionistas directos o indirectos de la sociedad que le emitía, sus controlantes, controlados, vinculados, sucesores y/o cesionarios, por los reclamos renunciados. Sin perjuicio de lo expuesto, corresponde destacar que, en la mencionada renuncia, se deja a salvo cualquier recurso y/o reclamo administrativo y/o judicial presentado y/o que pudiera

presentarse, y los derechos invocados y/o que pudieren invocarse, tanto por la Sociedad como por sus accionistas directos o indirectos, en cualquier fuero o jurisdicción tanto judicial como arbitral, nacional y/o internacional, por cualquier cuestión vinculada a solicitudes de pago bajo el Programa Resolución N° 46-E/2017 por volúmenes de gas natural entregados por la Sociedad hasta la fecha de la primer entrega de gas natural por esta última bajo los contratos del Plan, inclusive aquéllos reclamos por volúmenes que excedan la proyección mensual de producción incluida (curva original).

Véase, “Capítulo VI. Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con Argentina – Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas – Los resultados de las operaciones de nuestra empresa también dependen de su participación en potenciales programas de estímulo de precio del gas.” del presente Prospecto.

Plan de promoción de la producción del Gas Natural Argentino–esquema de oferta y demanda 2020-2024 (Plan Gas.Ar)

Mediante Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/20, el Poder Ejecutivo declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario la promoción de la producción del gas natural argentino y aprobó el “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024”. El Plan contempla como objetivos: 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; proteger los derechos de los usuarios actuales y futuros y de las usuarias actuales y futuras del servicio de gas natural; promover el desarrollo de agregado nacional en la cadena de valor de toda la industria gasífera; mantener los puestos de trabajo en la cadena de producción de gas natural; sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional; coadyuvar con una balanza energética superavitaria y con el desarrollo de los objetivos fiscales del Gobierno; generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos; otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y al segmento de generación eléctrica de fuente térmica; establecer un sistema transparente, abierto y competitivo para la formación del precio del gas natural compatible con los objetivos de política energética establecidos por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

En el marco de dicho Decreto, con fecha 20 de noviembre de 2020 la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 317/2020 que convocó a un Concurso Público Nacional para la adjudicación de un volumen de gas natural base total de 70.000.000 m³/día por cuatro años a partir de enero de 2021 y un volumen adicional por cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024 inclusive.

La referida Resolución N° 317/2020 también aprobó: las condiciones particulares de suministro, que incluyen la cláusula de Delivery or Pay (diaria) del 100% de la capacidad contratada y de Take or Pay (mensual) del 75% de la capacidad contratada, los modelos de planes de inversión a ser presentados por las empresas oferentes, los términos del compromiso de incremento de contrataciones nacionales y planes a ser presentados por los oferentes a tales fines, y los términos de la renuncia que debían presentar las empresas que oportunamente hubieran adherido al Programa Res. 46 (conforme dicho término se define más adelante), para poder participar en el

concurso referido en el párrafo precedente, y que ésta, sujeta a la vigencia y validez del mencionado Plan, consistía en renunciar a reclamar, ya sea en sede administrativa, judicial, extrajudicial y/o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y/o en el ámbito internacional -incluyendo reclamos de conformidad con tratados con disposiciones de promoción y protección de inversiones extranjeras-, en relación con cualquier cuestión vinculada a solicitudes de pago bajo el Programa Res. 46 por volúmenes entregados a partir del inicio de las entregas bajo el Plan que excedan la proyección mensual de producción incluida (curva original) considerada en la aprobación de la adhesión de los proyectos de titularidad de la Sociedad al Programa Res. 46. Véase, “*Capítulo XI. Antecedentes Financieros – Resultado Operativo – Factores que afectan a nuestras operaciones – Precios y Subsidios de Gas*” del presente Prospecto.

El 1 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución No. 354/2020, estableciendo los parámetros para la actuación de CAMMESA dentro del Plan Gas.Ar:

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

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

El 15 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 391/2020 que aprueba el procedimiento realizado para el Concurso Público Nacional convocado mediante Resolución de la Secretaría de Energía N° 317/20, adjudicando los volúmenes de gas natural del Concurso y aprobando los precios del gas natural en el PIST correspondientes a los volúmenes adjudicados. La Emisora fue adjudicada con un volumen de gas de hasta 9,94 millones de m³/d y un volumen adicional durante el periodo estacional de invierno de 2 millones de m³/d, todos correspondientes a la Cuenca Neuquina. Por su parte, el precio bajo el Plan Gas.Ar fue de 3,65 USD/MBTU.

El 29 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución No. 447/2020, modificando ciertos aspectos de la Resolución 391/2020. Entre otros aspectos, esta resolución estableció que, para asegurar el cumplimiento de las obligaciones de pago bajo los contratos a ser ejecutados, la Secretaría de Energía, los distribuidores y los subdistribuidores deberán depositar en una cuenta bancaria las sumas que perciban, mensualmente, en concepto de gas en el PIST. Estos fondos deberán ser utilizados exclusivamente para pagar el gas natural adquirido en el marco de los contratos ejecutados dentro del Plan Gas.Ar.

El 16 de febrero de 2021, la Secretaría de Energía emitió la Resolución No. 117/2021, llamando a una audiencia pública para tratar la porción del precio del gas natural en PIST cuyo pago el gobierno federal tendrá a su cargo bajo el plan Gas.Ar. La audiencia se llevó a cabo el 15 de marzo de 2021.

El 21 de febrero de 2021, dados que los volúmenes de gas adjudicados bajo la primer Licitación del Plan Gas.Ar resultaron insuficientes para cubrir las proyecciones de demanda interna para los periodos invernales de 2021, 2022, 2023 y 2024, la Secretaría de Energía dictó la Resolución 129/2021, llamando a una Ronda 2 de la Licitación Pública Nacional para el Plan Gas.Ar, para la adjudicación de volúmenes de gas natural adicionales a los adjudicados por la Resolución N°

391/20, correspondientes a las Cuencas Neuquina y Austral, por cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024, en las condiciones de precio ofertadas en la mencionada por la Resolución N° 391/20. El procedimiento realizado bajo esta Resolución fue aprobado mediante la Resolución N° 169/2021 de la Secretaría de Energía.

A través de la Resolución 169/2021, Tecpetrol resultó adjudicataria, en la ronda 2, de un volumen de 2.500MM m³/d a un precio de 4,745US\$/MMBTU.

Por medio de la Resolución No. 125/2021, la Secretaría de Energía instrumentó los certificados de créditos fiscales como garantías bajo el Plan Gas.Ar, para respaldar el pago de las compensaciones/incentivos en cabeza del gobierno federal, a ser pagados a los productores. La Resolución General No. 4939/2021 de AFIP, de fecha 3 de marzo de 2021, aprobó el procedimiento para la registración, aplicación y designación de dichos certificados.

Por medio de la Resolución No. 144/2021 emitida por la Secretaría de Energía, una serie de guías fueron establecidas para evitar prácticas desleales contra el Plan Gas.Ar en temas relacionados con empleados y la provisión directa de bienes y servicios en nombre de los pequeños y medianos negocios y empresas regionales.

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

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

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

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

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

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

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

En octubre de 2021, fue dictada la Resolución 984/2021 de la SE, convocando a la Ronda 3 para la adjudicación de volúmenes de gas natural adicionales a los adjudicados por las Resoluciones Nros. 391/2020 (y su modificatoria) y 169/2021, correspondientes a las Cuencas Neuquina, Austral y Noroeste, por cada uno de los meses calendario correspondientes al período mayo 2022 a diciembre 2024 inclusive. El procedimiento fue aprobado mediante la Resolución N° 1091/2021 de la SE. En el caso de Tecpetrol, le fueron adjudicados para los periodos objeto del concurso un volumen de 0,7 millones de m³/d a un precio de 3,618US\$/MMBTU.

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

Mediante la Resolución 84/2021 el Congreso Nacional declaró la validez del Decreto No. 892/2020.

Mediante la Resolución N° 140/2022, publicada en el Boletín Oficial el 16 de marzo de 2022, la Secretaría de Energía aprobó una nueva erogación con carácter de asistencia económica transitoria a las subdistribuidoras de gas natural listadas en aquella resolución, que consistió en un reconocimiento del 25% de la facturación que en concepto de compra de gas natural a distribuidoras zonales -neto de impuestos- abonen mensualmente las subdistribuidoras comprendidas en la resolución durante el período diciembre de 2021 a julio de 2022 inclusive, estimando un monto total de \$800.000.000.

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

Adjudicación en el marco “Plan de reaseguro y potenciación de la producción federal de hidrocarburos, el autoabastecimiento interno, las exportaciones, la sustitución de

importaciones y la expansión del sistema de transporte para todas las cuencas hidrocarburíferas del país 2023-2028”

En el marco del “PLAN DE REASEGURO Y POTENCIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FEDERAL DE HIDROCARBUROS, EL AUTOABASTECIMIENTO INTERNO, LAS EXPORTACIONES, LA SUSTITUCIÓN DE IMPORTACIONES Y LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA TODAS LAS CUENCAS HIDROCARBURÍFERAS DEL PAÍS 2023-2028” aprobado el Decreto N° 892 de fecha 13 de noviembre de 2020, y su modificatorio Decreto N° 730 de fecha 11 de noviembre de 2022, cuyo Concurso Público Nacional fuera convocado a través del Art. 1° de la Resolución N° 770 de fecha 11 de noviembre de 2022 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA (el “Concurso”) para la adjudicación de volúmenes uniformes de gas natural provenientes de todas las cuencas productivas del país, el 23 de diciembre del 2022 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución RESOL-2022-860-APN-SE#MEC de la Secretaria de Energía de la Nación. A través de la misma se aprobó el procedimiento realizado para el Concurso y se resolvió adjudicar a la Sociedad los siguientes volúmenes: i) bajo el inciso a) del artículo 1 del Concurso (1) la extensión de los compromisos asumidos correspondientes a la Ronda 1 del Plan Gas.Ar por un volumen de 9.940.000 m³/d a un precio de USD/MMBTU 3,618 y (2) la extensión de los compromisos asumidos correspondientes a la Ronda 3 del Plan Gas.Ar por un volumen de 700.000 m³/d a un precio de USD/MMBTU 3,618; y ii) bajo el inciso b) del artículo 1 del Concurso (1) un volumen de 2.500.000 m³/d a un precio de USD/MMBTU 3,268 correspondiente al “Gas Plano Julio”; (2) un volumen de 2.750.000 m³/d a un precio de USD/MMBTU 3,784 correspondiente al “Gas de Pico 2024”; y (3) un volumen de 3.250.000 m³/d a un precio de USD/MMBTU 3,559 correspondiente al “Gas de Pico 2025”.

Exportaciones de Gas Natural y Prioridades para la Oferta Interna

De conformidad con lo establecido por la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Gas Natural, las exportaciones de gas se encuentran sometidas a la previa aprobación de la SE a fin de asegurar que el abastecimiento interno no se vea afectado.

En marzo de 2004, la SE dictó la Resolución N° 265/04 y adoptó medidas tendientes a asegurar el correcto abastecimiento de gas natural al mercado local y regular sus consecuencias sobre los precios mayoristas de electricidad. Entre las medidas adoptadas, se encontraban:

- la suspensión de todas las exportaciones de excedentes de gas natural;
- la suspensión de las aprobaciones automáticas de solicitudes para exportar gas natural;
- la suspensión de todas las solicitudes para nuevas autorizaciones para exportar gas natural presentadas en ese entonces o en el futuro ante la SE; y
- la autorización a la Subsecretaría de Combustibles para crear un plan de racionalización de las exportaciones de gas y la capacidad de transporte.

En marzo de 2004, la Subsecretaría de Combustibles (“S.S.C.”), en virtud de la facultad conferida por la Resolución N° 265/04, dictó la Resolución S.S.C. N° 27/04 que estableció un plan de racionalización para las exportaciones de gas y la capacidad de transporte. Entre otras cosas, la Reglamentación N° 27/04 estableció un límite sobre las autorizaciones de exportación de gas

natural, el cual, sin una expresa autorización emitida por la Subsecretaría de Combustibles, no podía ejecutarse para volúmenes que excedieran las exportaciones registradas durante 2003.

En el mes de junio de 2004, la SE dictó la Resolución N° 659/04, la cual dispuso un nuevo programa para asegurar el abastecimiento de gas natural al mercado interno (que reemplaza al programa creado por la Reglamentación No. S.S.C. N° 27/04). En virtud de la Resolución de la SE N° 659/04 (modificada por la Resolución N° 1.681/04), se pueden restringir las exportaciones de gas natural en los casos de escasez del mercado interno, y se les puede ordenar a los productores exportadores que suministren volúmenes adicionales de gas natural al mercado local por encima de los que están obligados contractualmente. Se condiciona a la exportación de gas natural bajo los permisos de exportación vigentes al cumplimiento de requisitos adicionales de abastecimiento dictados por las autoridades gubernamentales e impuestos a los productores exportadores.

Este programa asimismo modifica y complementa la Resolución N° 752/05 emitida por la SE en el mes de mayo de 2005, que reducía aún más la capacidad de los productores de exportar gas natural y creaba un mecanismo bajo el cual la SE podía requerir que los productores suministraran volúmenes adicionales a los consumidores locales durante el período estacional (“Abastecimiento Adicional Permanente”), los cuales no estuvieran comprometidos por los productores exportadores.

La Resolución N° 752/05 además dispone (i) un mercado especial, abierto y anónimo, para que las estaciones de gas natural comprimido puedan adquirir gas natural bajo condiciones comerciales reglamentadas, asegurando la demanda de la SE a través del Abastecimiento Adicional Permanente requerido de los productores exportadores, y (ii) un mecanismo de ofertas irrevocables estandarizadas para que los generadores de energía eléctrica y los consumidores comerciales e industriales obtuvieran el suministro de gas natural, asegurando la demanda de la SE mediante la emisión del Abastecimiento Adicional Permanente mencionado anteriormente.

En virtud de este procedimiento de ofertas irrevocables estandarizadas, que funciona en el MEG, cualquier consumidor directo puede licitar para la compra de gas a término al precio promedio de exportación del gas, neto de retenciones efectuadas por la cuenca. El volumen necesario para cubrir las ofertas irrevocables estandarizadas que no se hayan cubierto será requerido como un Abastecimiento Adicional Permanente sólo hasta el final del período estacional durante el cual se deban cumplir estas solicitudes (octubre–abril o mayo–septiembre). Dicho Abastecimiento Adicional Permanente será solicitado a los productores que exporten gas y que inyecten el gas natural desde las cuencas que puedan abastecer estas ofertas irrevocables no satisfechas. La Resolución de la SE N° 1.886/2006, publicada el día 4 de enero de 2007, prorrogó la vigencia de este mecanismo de ofertas irrevocables estandarizadas hasta el año 2016, y facultó a la Subsecretaría de Combustibles para suspender su vigencia con sujeción a la satisfacción de la demanda interna de gas natural lograda mediante resoluciones, contratos y debido al descubrimiento de nuevas reservas.

Por medio de la Resolución N° 1.329/06, posteriormente complementada por la Nota SSC N° 1.011/07, la SE obligó a los productores a tener como primera prioridad en sus inyecciones de gas natural a las tuberías de determinados consumidores preferenciales y ordenó a las empresas

de transporte garantizar estas prioridades a través de la asignación de la capacidad de transporte. En general, estas reglamentaciones subordinaron todas las exportaciones de gas natural a la previa entrega de volúmenes de gas natural que fueran suficientes para satisfacer la demanda del mercado interno.

Por medio del Decreto 893/2016 se estableció un esquema particular de autorizaciones de exportaciones temporarias de gas, destinadas a asistencia en situaciones de emergencia y aquellas en que sea necesario utilizar infraestructura de países vecinos para facilitar el transporte de gas natural al mercado interno argentino.

El esquema anteriormente descripto fue modificado a través de la Resolución N° 104/2018 del Ministerio de Energía y sus modificatorias y reglamentarias (Resolución N° 417/2019 de la SE y Disposición N° 168/2019 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles), los procedimientos para autorizaciones de exportación de gas natural, sobre base firme e interrumpible, intercambios operativos y acuerdos de asistencia.

El 14 de julio de 2019 la ex Secretaría de Gobierno de Energía emitió la Resolución N° 417/2019 (luego complementada por la Resolución N° 506/2019), la cual (i) reemplazo los procedimientos para obtener permisos de exportación establecidos por la Resolución No. 104/2018, por un nuevo procedimiento establecido en dicha Resolución; (ii) encargó a la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles con: (a) la regulación de los mecanismos de sustitución de energía, a ser usados también para las exportaciones de gas natural bajo condición firme, (b) la elaboración y aprobación de un procedimiento operativo de exportaciones de gas natural, aplicable a los exportadores de gas natural, que se utilizará en caso de que estuviese en riesgo la seguridad del abastecimiento interno; y (c) otorgar permisos de exportación mediante la emisión de un certificado pertinente.

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

Posteriormente, la Resolución N° 360/2021 de la Secretaría de Energía estableció el Procedimiento de Autorización de Exportaciones de Gas Natural para las exportaciones de gas natural a las que se refiere el Artículo 3° de la Ley N° 24.076, y derogó la Resolución No. 417/2019 y la Disposición SSHyC N° 284/2019. En el marco de la referida Resolución N° 360/2021 se contempla el régimen de exportaciones asociado al “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO-ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024”.

Mediante la Resolución N° 774/2022 de la SE, se modificó la Resolución N° 360/2021, en tanto se aprobó un nuevo “Procedimiento de Autorización de Exportaciones de Gas Natural”.

Por otra parte, la Secretaría de Energía, mediante Nota N° NO-2021-122308354-APN-SE#MEC habilitó de manera extraordinaria exportaciones de gas natural en firme desde la Cuenca Neuquina por un volumen de hasta 5 MM m³/día para el periodo comprendido entre 1° de enero y 30 abril de 2022, inclusive. En dicho marco, se otorgó una autorización de exportación de gas natural a Tecpetrol de 1,3 MM m³/día y 1,6 MM m³/día para los meses de marzo y abril de 2022,

respectivamente.

El aumento en el precio percibido por los productores de gas natural, por el “Plan Gas” y el Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales y por el aumento en los precios domésticos de gas, atrajo inversiones en proyectos de gas upstream y revirtió la caída en la producción de gas de los últimos años. Este proceso permitió a la Argentina reducir las importaciones de gas natural e incluso exportar volúmenes de gas en los meses de verano, cuando la demanda estacional doméstica es más baja. Variadas reformas en el mercado de gas apuntaron a regular la oferta de gas para asegurar que la oferta se encuentre con la demanda prioritaria. Esta estructura es conocida como “el acuerdo de productores”, la cual divide a la demanda en las siguientes: (i) demanda prioritaria (residencial), (ii) gas natural comprimido, (iii) plantas industriales y energéticas (iv) exportaciones. Cada segmento paga un precio diferente por el gas, siendo los segmentos industriales y de exportación los únicos segmentos con precios de mercado que flotan libremente.

Exportación de gas

En cuanto a los derechos de exportación a los que están sometidas las exportaciones de gas natural, al igual que para las exportaciones de petróleo crudo, el derecho de exportación de Hidrocarburos había sido creado mediante la Ley 25.561 en el año 2002, facultando al Poder Ejecutivo Nacional a establecer la alícuota correspondiente, todo ello por un plazo de 5 años. Tanto el derecho de exportación como las facultades conferidas al Poder Ejecutivo Nacional para fijar la alícuota, fueron prorrogados por 5 años a través de la Ley 26.217 y, luego, por igual plazo adicional, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016. Sin perjuicio de ello, el 4 de septiembre de 2018, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 793/2018, disponiendo un derecho de exportación del 12% sobre productos básicos con un tope de \$4 por cada dólar para todos los productos primarios de exportación, mientras que para el resto de los productos ese tope era de \$3 por cada dólar.

La Ley N° 27.467 (Ley de Presupuesto 2019) del 4 de febrero de 2019, ratificó el Decreto 793/2018 y facultó al Poder Ejecutivo Nacional a fijar derechos de exportación con un límite en la determinación de la alícuota del 30% del valor imponible o del precio oficial FOB. Este tope máximo estaba determinado en el 12% para aquellas mercaderías que no estaban sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018 o que estaban gravadas con una alícuota del 0% a esa fecha. Estas facultades podían ejercerse hasta el 31 de diciembre de 2020.

El 14 de diciembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional, a través del Decreto N° 37/2019, dejó sin efecto el tope de \$4 por cada dólar del valor imponible o del precio FOB oficial de los bienes los bienes exportados, quedando vigente el 12% sobre dicha base.

Luego, con fecha 23 de diciembre de 2019, se publicó la Ley 27.541 de Ley Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, la cual facultó nuevamente al Poder Ejecutivo Nacional a fijar derechos de exportación cuya alícuota no podrá superar el 33% del valor imponible o del precio oficial FOB de la mercadería que se exporte. Esta facultad podrá ser ejercida hasta el 31 de diciembre de 2021.

Esa misma ley -respecto de ciertas mercaderías y supuestos- prohíbe superar determinadas alícuotas de derechos de exportación. Entre otros, ello se presenta en los siguientes casos: (i) 15% para aquellas mercancías no sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2019 o gravadas al 0% a esa fecha; (ii) 5% del valor imponible o del precio oficial FOB para bienes industriales y para la exportación de servicios; y (iii) 8% del valor imponible o del precio oficial FOB para hidrocarburos y minería.

El 18 de mayo de 2020 se dictó el Decreto N° 488/2020 que establece que los derechos de exportación de hidrocarburos para las Posiciones Arancelarias NCM detalladas en el Anexo de esa norma, se fijarán de acuerdo con lo siguiente: (i) 0% cuando el precio internacional de referencia (aquel publicado el último día hábil de cada mes por la Secretaría de Energía para el “ICE BRENT PRIMERA LÍNEA” considerando para ello, el promedio de las últimas 5 cotizaciones publicadas por el “PLATTS CRUDE MARKETWIRE” bajo el encabezado “Futures Settlements”) sea menor o igual US\$ 45/barril; (ii) 8% cuando el referido precio internacional de referencia sea superior o igual a US\$ 60 / barril; y (iii) cuando el referido precio internacional resulte superior a US\$ 45/barril e inferior a US\$ 60/barril, la alícuota del derecho de exportación se determinará mediante una fórmula de ajuste progresivo de la alícuota del derecho de exportación desde 0 al 8%. El Decreto N° 488/2020 dejó sin efecto toda otra norma que se oponga a lo mencionado en su Artículo 8 (en relación con los derechos de exportación aplicable a los hidrocarburos).

Para más información sobre la obligación de ingreso y liquidación del contravalor en divisas de las exportaciones, véase “Capítulo XVI. Información Adicional – Controles de Cambio” del presente Prospecto.

Importaciones de Gas

El Decreto del Poder Ejecutivo N° 2.067/2008, con fecha del 3 de diciembre de 2008, creó un fondo fiduciario para financiar las importaciones de gas natural destinadas a abastecer la grilla nacional, cuando fuera necesario para satisfacer la demanda interna. El fondo fiduciario comprende: (i) varios cargos tarifarios abonados por los usuarios de los servicios de distribución y transporte regular, por consumidores de gas que reciben el gas directamente de los productores y por empresas que procesan gas natural; (ii) programas especiales de créditos que pueden ser negociados con las organizaciones internacionales y locales; y (iii) aportes especiales por parte de los participantes de la industria del gas natural.

El día 14 de noviembre de 2011, la Resolución de ENARGAS N° 1.982 / 2011 aumentó la suma a ser recibida por el fondo creado por el Decreto N° 2.067/08 a diciembre de 2011, e incrementó la base de clientes incluidos.

Mediante la Resolución N° 28/2016 del Ministerio de Energía y Minería, se estableció un nuevo esquema de precios para el gas natural, anulando las normas del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, emitidos dentro del marco del Artículo 6 del Decreto N° 2.067/08, que autorizaba a la agencia para fijar el valor de los cargos tarifarios para integrar el fondo y también ajustarlos. Asimismo, se dispusieron los criterios de elegibilidad para ser beneficiario de la tarifa social, que luego fueron modificados por otra resolución.

GLP (Gas Licuado de Petróleo)

La Ley N° 26.020, sancionada el día 9 de marzo de 2005, establece el marco legal para la industria y la comercialización del GLP, que deberá hacerse cumplir por la SE. Esta ley regula las actividades de producción, embotellamiento, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización del GLP en la Argentina y declara a estas actividades como de interés público, con vistas al aseguramiento de un abastecimiento regular, confiable y razonable de GLP para los segmentos de ingresos más bajos que no tienen acceso a la red de distribución de gas natural.

La Ley N° 26.020 incluye a todas las partes de la producción, distribución, transporte, servicios y ventas de GLP en toda la Argentina.

Esta ley establece el principio del libre acceso a la industria y al mercado de GLP, así como también la libre importación de GLP y ciertas restricciones sobre las exportaciones, las cuales únicamente pueden ser autorizadas si el abastecimiento interno no se ve afectado. La Disposición N° 168/05 de la Subsecretaría de Combustibles dispone que las empresas que deseen exportar GLP primero deben obtener una autorización de la SE. En primer lugar, las empresas con intención de exportar GLP deben probar que la demanda local ha sido satisfecha o que han realizado ofertas para vender GLP a nivel local y éstas han sido rechazadas.

Mediante el Inciso b) del Artículo 7° de la Ley N° 26.020, se estableció como objetivo para la regulación de la industria y comercialización de GLP garantizar el abastecimiento del mercado interno de GLP, como así también, el acceso al producto a granel por parte de los consumidores del mercado interno, a precios que no superen los de paridad de exportación.

Asimismo, la Autoridad de Aplicación debe fijar precios de referencia, los que serán publicados y propenderán a que los sujetos activos tengan retribución por sus costos eficientes y una razonable rentabilidad.

La Resolución N° 49/15 de la SE (y sus modificaciones), estableció la metodología para el cálculo de Precios Máximos de Referencia y dispuso en el Apartado 12.1, que la Autoridad de Aplicación podrá modificar los mismos cuando lo considere oportuno mediante acto administrativo.

Mediante la Resolución N° 70/15 de la SE se aprobaron: a) los Precios Máximos de Referencia y las Compensaciones para los Productores de butano y propano de uso doméstico con destino a garrafas de 10, 12 y 15 kilogramos, y b) los Precios Máximos de Referencia de garrafas de GLP de 10, 12 y 15 kilogramos para los fraccionadores, distribuidores y comercios. Dichos Precios Máximos de Referencia fueron actualizados sucesivamente, siendo la última modificación la correspondiente a la Resolución N° 15/2023 de la SE.

Teniendo en cuenta la variación experimentada en los valores y costos asociados en la cadena de comercialización de GLP, se implementó de un mecanismo transitorio de asistencia económica a fin de morigerar el impacto de los costos económicos de la actividad en las distintas etapas, de manera que la prestación del servicio se realice con las debidas condiciones de calidad y seguridad. A través de la Resolución 809/2021 de la SE (y sus complementarias y modificatorias), se aprobó

una erogación del reconocimiento con carácter de asistencia económica transitoria a las empresas productoras, fraccionadoras y distribuidoras registradas en el Registro Nacional de la Industria del Gas Licuado de Petróleo (RNIGLP) cuando el destino del producto sea el Programa Hogares con Garrafa (HOGAR). Posteriormente, la Disposición N° 12/2021 de la Subsecretaría de Hidrocarburos, de fecha 21 de septiembre de 2021, estableció los requisitos para acceder a esta asistencia.

Mediante la Resolución N° 244/2022, la SE aprobó la asignación de aportes y cupos de gas licuado de petróleo (GLP) butano y/o mezcla y propano para el año 2022 en el marco del Programa Hogares con Garrafas (HOGAR).

Mediante la Resolución N° 270/2022, la SE modificó la Resolución N° 70/15.

Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030.

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

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

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

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

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

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

c) Descripción de las actividades y negocios

Estrategia societaria

La Sociedad desde el inicio de sus operaciones en Argentina a comienzos de la década de los 90, durante la etapa de privatización de empresas públicas y actividades que directa e indirectamente estaban a cargo del Estado, ha desarrollado la estrategia de hacerse cargo de distintas áreas hidrocarburíferas, en forma autónoma, o concurrentemente con socios locales e internacionales. La Organización Techint, a través de Tecpetrol, comenzó a desarrollar una sostenida actividad vinculada con la compra de reservas probadas, de perforación de pozos de desarrollo, tanto gasíferos como petroleros. En una etapa posterior la Sociedad inició actividades de exploración, de tal modo que, conjuntamente con la compra de reservas, se inició el proceso de recupero de las reservas que compensaran los hidrocarburos producidos.

La Emisora incrementó a través de los años sus niveles de producción a los fines de llegar a un nivel óptimo de rotación de sus reservas, similares a los parámetros internacionales. Adicionalmente, los objetivos de definición, ejecución y control de las inversiones de desarrollo y exploratorias se han llevado a la práctica de acuerdo con los niveles más exigentes de optimización en el uso de los recursos.

En los últimos años, la estrategia desarrollada por la Emisora se ha centrado en el desarrollo de hidrocarburos no convencionales en la zona de Vaca Muerta. En línea con este concepto, la Emisora se posicionó como uno de los principales titulares de áreas en la ventana de *wet gas* y *dry gas* en dicha formación, sumando un total de 202.000 acres, siendo su área más importante Fortín de Piedra.

El marco establecido a partir del acuerdo con los sindicatos petroleros y el anuncio del gobierno nacional sobre el estímulo al precio del gas, ambos ocurridos a inicios de 2017, junto con la disponibilidad de equipos y mano de obra calificada, alentaron a la Sociedad a contemplar un plan de inversión para el desarrollo del área Fortín de Piedra, que incluyó al 31 de diciembre de 2022, principalmente, la perforación de 138 pozos, instalaciones de tratamiento de gas con capacidad para procesar hasta 20,4 MMm³/d, la construcción de un gasoducto de 36"/24" hasta Tratayén con una extensión de 58 km que permitió conectar la producción de Fortín de Piedra al sistema troncal de transporte de TGN y TGS, la construcción de un oleoducto de 8" hasta Loma Campana con una extensión de 43 km sumado a la participación en la construcción de un oleoducto de 18" y 88 km entre Loma Campana y la estación Lago Pellegrini, una toma de agua en el Río Neuquén, 41 km de acueductos de distribución de agua y cerca de 100 km de ductos para recolectar la producción del campo. Al 31 de diciembre de 2022 la inversión en Fortín de Piedra superaba los US\$ 3.000 millones. Las entregas de gas en 2022 fueron de 16,8 millones de m³/d en promedio, alcanzando un pico de 20 millones m³/d siendo uno de los principales yacimientos productores de gas del país.

Ejes Estratégicos de la Emisora:

Integración: exploración, producción, transporte y distribución: la Sociedad participa en

la exploración y explotación de petróleo y gas en Argentina, mientras que sociedades afiliadas tienen una participación no controlante en el negocio de transporte y distribución del mismo (su controlante, Tecpetrol Internacional S.L., posee participaciones en Transportadora de Gas del Norte S.A., Transportadora de Gas del Mercosur S.A. y Litoral Gas S.A. en Argentina).

Aumento de la productividad en campos maduros: mediante la utilización de las tecnologías más eficientes, la Emisora ha logrado incrementar la productividad en las áreas operadas logrando una mayor recuperación de reservas en campos maduros.

Eficiencia en la exploración: desde que asumió la operación de las diferentes áreas, la Emisora viene invirtiendo en forma continua en actividades de exploración y estudio de reservorios para incorporar nuevas reservas buscando controlar los costos y minimizar el impacto ambiental de sus operaciones

Optimización de procesos: utilizando la más moderna tecnología en comunicaciones y sistemas informáticos, la Emisora consigue una mejora continua de los procesos, incrementando la confiabilidad de los mismos y reduciendo los costos y el impacto ambiental.

Seguridad, Ambiente y Salud: la Emisora tiene como objetivo prioritario la integridad física de su personal y la de terceros, logrando al mismo tiempo una adecuada conservación del medio ambiente, en conformidad con la legislación aplicable e implementando las mejores prácticas para beneficio de las comunidades, empleados y la Emisora.

Desarrollo de los recursos humanos: es prioridad de la Emisora consolidar su crecimiento mediante la formación de recursos humanos calificados, comprometidos y con amplia experiencia en los distintos negocios en los que opera. La fuerte inversión en capacitación es una clara muestra de su compromiso en este sentido.

Compromiso con las comunidades: Pensando en el futuro de las comunidades vecinas a sus operaciones, realiza Programas de Desarrollo Sustentable que buscan facilitar la autonomía y la toma de decisiones, creando redes con el Estado, las organizaciones no gubernamentales y otras instituciones.

Transición Energética: La Emisora está convencida de la importancia de crear valor a largo plazo, combinando sostenibilidad económica y ambiental en un mercado energético en rápido movimiento, con el objetivo de aportar a una reducción significativa en la huella de carbono.

Fortalezas de la Emisora:

Management experimentado: la Emisora cuenta con un *management* estable, comprometido y experimentado en la industria. En exploración y reservorios, cuenta con un grupo de profesionales altamente calificados en geociencias y orientado a evaluaciones de proyectos, estrategias de exploración, selección de locaciones, propuestas de pozos para perforación y *workovers*, que le permiten tomar decisiones de riesgo. El equipo de profesionales cuenta con una amplia experiencia en las cuencas petrolíferas de Latinoamérica y una metodología de trabajo que le permite trabajar en cualquier ámbito.

Pertenencia al Grupo Económico Organización Techint: La Emisora integra el denominado Grupo Organización Techint, integrado por compañías con operaciones en diversos países del mundo, líderes globales o regionales en sus sectores, con profundas raíces en las comunidades en las que operan. Cada una tiene sus propios objetivos y estrategias, pero todas comparten una filosofía de compromiso a largo plazo con el desarrollo local, así como con la calidad y la tecnología. Con sus más de 70 años de actividad y con presencia en 5 continentes, emplean aproximadamente 56.000 empleados, siendo sus actividades variadas, incluyendo la producción de tubos de acero, de productos planos de acero, la prestación de servicios de ingeniería, construcción y administración de proyectos y otras ramas de servicios y manufacturas. Para mayor información, véase “*Capítulo IX. Estructura de la Emisora, Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas – a) Estructura de la Emisora y su grupo económico – Estructura Organizacional: La Organización Techint:*”. Salvo que así se lo indique en el respectivo Suplemento de Precios, ninguna sociedad parte de la Organización Techint garantiza de modo alguno las obligaciones del Emisor respecto a los títulos que pudiera emitir bajo el presente Programa.

Experiencia en la Industria: Creada en los 80, Tecpetrol cuenta con una gran trayectoria en exploración y producción de petróleo y gas. La inversión en tecnología y la mejora continua son dos pilares sobre los que Tecpetrol ha consolidado su crecimiento sostenido como productor y sobre los cuales ha logrado alcanzar los objetivos operativos que se ha pautado. Mediante la utilización de las tecnologías más eficientes en exploración, estudio de reservorios, perforación y producción, Tecpetrol ha logrado incrementar la productividad en las áreas operadas, controlar los costos operativos y minimizar el impacto ambiental de sus operaciones.

Posicionamiento Estratégico en Vaca Muerta y Liderazgo en el desarrollo de no convencionales: la Emisora ha adquirido habilidades y conocimiento que le otorgan ventaja competitiva para posicionarse en proyectos de largo plazo en el sector No Convencional en la región. Vaca Muerta es una de las áreas de *shale* (petróleo de esquisto o *shale oil* y gas de lutita o *shale gas*) más grandes del mundo, con características técnicas similares a los mejores campos ya desarrollados en los Estados Unidos de América. A la fecha, Tecpetrol posee seis concesiones para la explotación de hidrocarburos no convencionales: Fortín de Piedra; Los Toldos I Norte; el 10% en los Toldos I Sur (operado por ExxonMobil Exploration Argentina SRL); Los Toldos II Este, Puesto Parada y Punta Senillosa, más un permiso de exploración en áreas no convencionales: Loma Ancha. Para mayor información, véase “*Capítulo V. Información Sobre La Emisora - c) Descripción de las actividades y negocios. Negocios de la Emisora – Vaca Muerta*” del Prospecto.

Negocios de la Emisora

Como se señaló precedentemente, las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas de la Emisora se encuentran divididas en dos segmentos: (i) Segmento Cuenca Neuquina; y (ii) Segmento Cuenca del Noroeste, Cuenca del Golfo de San Jorge y Cuenca Marina Malvinas.

El segmento de la Cuenca Neuquina comprende la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales (áreas Agua Salada y Los Bastos) y de hidrocarburos no convencionales (áreas Fortín de Piedra, Punta Senillosa, los Toldos I Norte, los Toldos II Este, Los Toldos I Sur (no

operada), Loma Ancha y Puesto Parada).

El segmento de la Cuenca del Noroeste, de la Cuenca del Golfo de San Jorge y de la Cuenca Marina Malvinas comprende la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales, encontrándose dentro de la Cuenca del Noroeste las áreas Aguaragüe y Ramos (no operada), en la Cuenca del Golfo de San Jorge las áreas El Tordillo, La Tapera, Puesto Quiroga, Estancia La Mariposa, Lomita de la Costa, Cerro Mangrullo y Gran Bajo Oriental, y en la Cuenca Marina Malvinas el área de exploración MLO-124 (esta última, no operada por la Emisora).

La Emisora opera distintas áreas de petróleo y gas natural en Argentina, siendo en distintos casos titular conjunto con otras empresas nacionales e internacionales. Adicionalmente, la Emisora participa en tres áreas no operadas en Argentina. Sus principales socios locales son: YPF S.A., Pampa Energía S.A., Pluspetrol Energy S.A., ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L., Compañía General de Combustibles S.A., Eni Argentina Exploración y Explotación S.A., Mitsui E&P Argentina S.A., Gas y Petróleo del Neuquén S.A., Petrominera Chubut S.E., Ledesma S.A.A.I., y Alianza Petrolera Argentina S.A.

A continuación, se muestra un mapa de las áreas en las que participa la Emisora agrupándolas por cuenca:



Actividades de Exploración y Producción:

El siguiente cuadro contiene un detalle de las áreas petrolíferas y gasíferas operadas por Tecpetrol como así también las áreas en las que Tecpetrol participa como socio no operador, agrupadas por segmento (i) Segmento Cuenca Neuquina y (ii) Segmento Cuenca del Noroeste, Cuenca del Golfo de San Jorge y Cuenca Marina Malvinas, indicándose asimismo sus respectivas participaciones, fecha de vencimiento de las concesión/permiso, reservas certificadas probadas y producción diaria promedio neta por área:

Cuenca	Area	Socios	Participación	Fecha Vencimiento Permiso/Concesión	Reservas Certificadas Probadas al 31/12/22 (7)		Producción Diaria Promedio Neta en 2022	
					Petroleo (Mm3)	Gas (MMm3)	Petroleo (m3/d)	Gas (Mm3/d) (8)
Cuenca Neuquina	Fortín de Piedra	Tecpetrol SA	100,00%	30/06/2051	4.223	76.858	871	16.815
	Punta Senillosa	Tecpetrol SA	100,00%	30/06/2051	31	319	17	166
	Loma Ancha	Tecpetrol SA (operador) GyP de Neuquén	95,00% 5,00%	15/12/2022 (1)	-	-	-	-
	Puesto Parada	Tecpetrol SA	65,00%	27/12/2057	67	19	13	1
	Los Bastos	Tecpetrol SA	100,00%	1/10/2026	15	46	102	81
	Los Toldos I Norte	Tecpetrol SA (operador) GyP de Neuquén	90,00% 10,00%	10/5/2054	-	-	-	-
	Los Toldos II Este	Tecpetrol SA (operador) GyP de Neuquén	90,00% 10,00%	10/5/2054	134	26	30	2
	Agua Salada	Tecpetrol SA (operador) YPF SA	70,00% 30,00%	6/9/2025	61	241	176	522
Cuenca del Noroeste	Aguaragüe	YPF SA Tecpetrol SA (operador) Pampa Energía SA CGC SA Ledesma SA	53,00% 23,00% 15,00% 5,00% 4,00%	14/11/2027 (2)	54	169	37	41
	Ramos	Pluspetrol SA (operador) Tecpetrol SA YPF SA	33,00% 25,00% 42,00%	21/01/2026	17	188	19	210
Cuenca del Golfo San Jorge	El Tordillo	Tecpetrol SA (operador) Pampa Energía SA YPF SA Petrominera Chubut SE	52,13% 35,67% 7,20% 5,00%	14/11/2027 (3)	2.702	273	596	92
	La Tapera - Puesto Quiroga	Tecpetrol SA (operador) Pampa Energía SA YPF SA Petrominera Chubut SE	52,13% 35,67% 7,20% 5,00%	05/08/2027 (3)	97	2	10	-
	Estancia La Mariposa	Tecpetrol SA (operador) Alianza Petrolera SA Fomicruz SE	74,62% 16,38% 9,00%	29/5/2033 (4)	-	-	1	23
	Lomita de la Costa	Tecpetrol SA (operador) Alianza Petrolera SA Fomicruz SE	74,62% 16,38% 9,00%	29/05/2033 (5)	-	-	-	-
	Cerro Mangrullo	Tecpetrol SA (operador) Alianza Petrolera SA Fomicruz SE	74,62% 16,38% 9,00%	2/10/2037 (5)	-	-	-	-
	Gran Bajo Oriental	Tecpetrol SA	100,00%	7/6/2025	-	-	-	-
Cuenca Marina Malvinas	MLO-124	ENI Argentina Exploración y Explotación SA (operador) Mitsui E&P Argentina S.A. Tecpetrol SA	80,00% 10,00% 10,00%	18/10/2027 (6)	-	-	-	-

(1) En septiembre de 2022 Tecpetrol S.A. y GyP de Neuquén solicitaron el encuadramiento del área como Lote bajo Evaluación en los términos de los Decretos Provinciales N° 3124/2004 y 1.447/2012, por un plazo de 5 años a partir del 15 de diciembre de 2022. A la fecha de emisión del presente Prospecto, la referida solicitud se encuentra en trámite.

(2) En febrero de 2023 se acordó con la provincia de Salta la extensión de las concesiones de explotación del área por un período de 10 años. A la fecha de emisión del presente Prospecto, el acuerdo se encuentra pendiente de ratificación por el Poder Ejecutivo Provincial.

(3) En Sept-14 Tecpetrol y sus socios firmaron un contrato con Petrominera Chubut SE para la operación de esos yacimientos por 20 años más a partir 2027 sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones entre las que se incluye invertir 200 millones de dólares adicionales en el área

(4) en febrero de 2023 Tecpetrol SA y Alianza Petrolera Argentina SA solicitaron a la Autoridad de Aplicación de la Provincia de Santa Cruz la autorización para la cesión por parte de la primera a la última de sus derechos y obligaciones en el área Estancia La Mariposa y en la concesión de transporte asociada a la misma. A la fecha de emisión del presente

(5) en febrero de 2023, Tecpetrol y Alianza Petrolera Argentina SA informaron a la Autoridad de Aplicación de la Provincia de Santa Cruz su renuncia a la concesión de explotación sobre las áreas en cuestión y consecuentemente la reversión de las mismas.

(6) mediante Resolución N° 175/2022 de la Secretaría de Energía de la Nación se extendió por dos años el plazo de primer periodo exploratorio del permiso de exploración.

(7) En el caso de áreas no operadas, se presentan las estimaciones internas de la Sociedad.

(8) Entregas de Gas a 9300 Kcal/m3

❖ Segmento Cuenca Neuquina

Las operaciones del Segmento Cuenca Neuquina comprenden las provincias de Río Negro y Neuquén. En lo que comprende a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales,

se encuentran las áreas Agua Salada y Los Bastos, y respecto de los hidrocarburos no convencionales se encuentran las áreas Fortín de Piedra, Punta Senillosa, Los Toldos I Norte, Los Toldos II Este, Los Toldos I Sur, Loma Ancha y Puesto Parada, todas las cuales cubren en forma conjunta una superficie total de aproximadamente más de 2.000 km², y son áreas operadas por la Emisora (a excepción de Los Toldos I Sur).

El crudo extraído de esta cuenca, de tipo Medanito, es comercializado principalmente en el mercado doméstico.

A continuación, se detallan las áreas operadas y no operadas por la Sociedad en esta cuenca indicando los pozos en producción al 31 de diciembre de 2022, como la evolución de la producción diaria promedio neta en los últimos tres años.

		Producción Diaria Promedio Neta								
		2022			2021			2020		
Área	Pozos en Producción a Dic- 22	Petróleo (m ³ /d)	Entregas Gas (Mm ³ /d) (*)	Total promedio (m ³ eq/d)	Petróleo (m ³ /d)	Entregas Gas (Mm ³ /d) (*)	Total promedio (m ³ eq/d)	Petróleo (m ³ /d)	Entregas Gas (Mm ³ /d) (*)	Total promedio (m ³ eq/d)
Fortín de Piedra	103	871	16.815	17.686	718	13.803	14.521	559	11.812	12.370
Loma Ancha	-	-	-	-	-	0	0	-	-	-
Puesto Parada	27	13	1	14	0	0	0	-	-	-
Los Toldos I Sur	4	5	14	19	10	32	42	22	55	77
Los Toldos II Este	3	30	-	30	0	-	0	0	-	0
Los Toldos I Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Los Bastos	23	102	81	184	81	80	161	58	90	149
Punta Senillosa	23	17	166	183	20	189	209	26	233	259
Agua Salada	57	176	522	698	265	615	880	202	501	703

Actualmente la principal área de esta cuenca en la cual la Emisora ha concentrado el foco de sus inversiones es Fortín de Piedra, ubicada en la ventana de *Wet Gas* de la formación de Vaca Muerta. Al 31 de diciembre de 2022 la inversión en el área Fortín de Piedra alcanzaba los US\$ 3.000 millones correspondiendo a trabajos de perforación y *facilities*. Para mayor información, véase “Capítulo V. Información Sobre La Emisora - c) Descripción de las actividades y negocios. Negocios de la Emisora – Vaca Muerta” del presente Prospecto.

- Áreas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Convencionales.

Agua Salada

Tecpetrol es titular, junto con YPF S.A. de los derechos y obligaciones asociados a la concesión de explotación sobre el Área Agua Salada, ubicada en la Provincia de Río Negro. Tecpetrol es la compañía operadora y representante del consorcio de empresas compuesto por las titulares de la concesión de explotación. La misma, fue otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1.759/1990.

La concesión de explotación fue prorrogada hasta el año 2025 mediante Decreto Provincial N°

1.707/2014 y Ley Provincial N° 5.027.

En el área Agua Salada (provincia de Río Negro), se perforaron, de acuerdo a los compromisos asumidos en la extensión de la concesión, siete pozos exploratorios, diez pozos de extensión y ocho pozos de desarrollo y veintiocho reparaciones de pozos.

Los Bastos

Tecpetrol es titular de la totalidad de los derechos y obligaciones asociados a la concesión de explotación de hidrocarburos convencional sobre el área Los Bastos, ubicada en la Provincia del Neuquén. La mencionada concesión de explotación fue otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 42/1991, y prorrogado mediante Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén N° 834/2010, hasta el año 2026. Con la perforación y completación del pozo Ppar.X-2 se cubrió la totalidad de los compromisos asumidos en la prórroga de la concesión, la inversión se encuentra en proceso de certificación y reconocimiento por parte de la provincia de Neuquén.

En el área de Los Bastos (provincia de Neuquén) se obtuvo en julio 2016 la concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales para el área Punta Senillosa (yacimientos Punta Senillosa y Las Chivas), y en diciembre de 2022 la concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales en el área Puesto Parada.

- Operaciones en Áreas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos No Convencionales.

Fortín de Piedra

Tecpetrol es titular de la totalidad de los derechos y obligaciones correspondientes a la concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales sobre el Área Fortín de Piedra ubicada en la Provincia del Neuquén. La referida concesión fue otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén N° 1.055/2016. Con anterioridad al otorgamiento de dicha concesión de explotación no convencional, los derechos de Tecpetrol relativos al Área Fortín de Piedra, se encontraban enmarcados en los términos de una concesión de explotación de hidrocarburos convencional, otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1.283/92, prorrogada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Provincial N° 834/2010 (para mayor información respecto de la actividad de la Emisora en dicha área, véase “Capítulo V. Información Sobre La Emisora - c) Descripción de las actividades y negocios. Negocios de la Emisora – Vaca Muerta” del presente Prospecto.

Conforme lo dispuesto por el artículo 35bis de la Ley N° 27.007, la concesión de explotación de hidrocarburos no convencional fue otorgada por un plazo de 35 años, desde el año 2016.

Con fecha 23 de agosto de 2017, luego de haber cumplido los requisitos correspondientes, y haber obtenido la aprobación del plan de inversión por parte del Ministerio de Energía, Servicios Públicos y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén a través de la Resolución N° 240/17 de ese organismo, la Emisora solicitó la adhesión al Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales (el

Programa) para la concesión de explotación sobre el área Fortín de Piedra.

La adhesión de Tecpetrol S.A. al Programa, en su carácter de concesionario de explotación no convencional sobre el área Fortín de Piedra, fue debidamente aprobada el 3 de noviembre de 2017 (para mayor información, véase el “*Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad- Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales: Resolución N° 46-E/2017*” del presente Prospecto).

Punta Senillosa

Tecpetrol es titular de la totalidad de los derechos y obligaciones correspondientes a la concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales sobre el Área Punta Senillosa, ubicada en la Provincia del Neuquén. La referida concesión fue otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén N° 1.054/2016. La mencionada concesión de explotación sobre el Área Punta Senillosa fue otorgada en los términos de los artículos 27, 27bis y 35 de la Ley N° 17.319 (modificada según la Ley N° 27.007), sobre una porción del área hidrocarburífera los Bastos, respecto de la cual Tecpetrol ostentaba con anterioridad al otorgamiento de dicha concesión de explotación no convencional una concesión de explotación de hidrocarburos convencional, otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1.283/92, prorrogada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Provincial N° 834/2010.

Conforme lo dispuesto por el artículo 35bis de la Ley N° 27.007, la concesión de explotación de hidrocarburos no convencional fue otorgada por un plazo de 35 años, desde el año 2016.

Los Toldos I Norte y Los Toldos II Este

El 26 de julio de 2019 la Emisora fue notificada por parte del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén del dictado del Decreto N° 1392/2019, a través del cual se otorgó la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos para los yacimientos “Los Toldos I Norte” y “Los Toldos II Este”. Ambos yacimientos se encuentran ubicados en la porción Centro-Norte de la Cuenca Neuquina, estando el bloque “Los Toldos I Norte” emplazado en la ventana de gas, con una superficie total aproximada de 203 km², mientras que el bloque “Los Toldos II Este” tiene una superficie de 77 km² y se encuentra emplazado en la ventana de petróleo. Tecpetrol S.A. es el Operador de ambos yacimientos y titular de una participación del 90% en cada una de las Uniones Transitorias constituidas a los fines de la explotación de las mismas, siendo Gas y Petróleo del Neuquen S.A. el titular del 10% restante en cada una de ellas. Las mencionadas concesiones de explotación se otorgaron por un plazo de treinta y cinco (35) años –pudiendo ser renovadas por periodos adicionales de diez (10) años cada uno- con un periodo inicial de Plan Piloto de tres (3) años posteriormente extendido a cinco (5) años para la concesión de explotación no convencional sobre el bloque “Los Toldos I Norte” y cuatro (4) años para la concesión de explotación no convencional sobre el bloque “Los Toldos II Este”.

En el área Los Toldos I Norte luego de que terminó e hizo pruebas de producción de un pozo exploratorio de 1500 metros de rama horizontal, la Emisora se encuentra negociando el plazo del Plan Piloto con la provincia del Neuquén, para ejecutar la perforación de 4 Pozos y sus

completaciones.

En el área Los Toldos II Este se terminaron 3 pozos appraisal con objetivo de Shale Oil en Vaca Muerta, los cuales a la fecha de emisión del presente Prospecto se encuentran en etapa de ensayo.

Loma Ancha

Tecpetrol es titular del 95% de los derechos y obligaciones en la Unión Transitoria “Gas y Petróleo del Neuquén S.A. – Tecpetrol S.A. ‘Área Loma Ancha’ Unión Transitoria”, constituida para la exploración y eventual explotación de hidrocarburos en el Área Loma Ancha, ubicada en la Provincia del Neuquén. Los derechos de exploración y eventual explotación sobre el Área Loma Ancha fueron otorgados a favor de Tecpetrol mediante Decreto del Poder Ejecutivo Provincial N° 2.791/2014, en el marco del Concurso Público N° 01/2014 Cuarta Ronda, convocado por Gas y Petróleo del Neuquén S.A.

La empresa Gas y Petróleo del Neuquén es titular del restante 5% de los derechos y obligaciones en la mencionada Unión Transitoria. Siendo, adicionalmente, Gas y Petróleo del Neuquén S.A., titular de los derechos de exploración y eventual explotación sobre el Área Loma Ancha.

El plazo total del período de exploración es de siete (7) años, contados desde el año 2014, divididos en un primer período de cuatro (4) años, un segundo período de tres (3) años y una prórroga de un (1) año.

En el ejercicio 2018, se ha realizado la terminación y puesta en marcha de un pozo exploratorio de 1500 metros de rama horizontal y en 2022 se perforará un segundo pozo exploratorio de 1500 metros de rama horizontal para completar los compromisos del segundo periodo de exploración.

Tecpetrol S.A. asume el 100% de los costos e inversiones durante la etapa de exploración a partir de un acuerdo con su socio Gas y Petróleo del Neuquén S.A.

En septiembre de 2021 se firmó un Acta Acuerdo con la provincia del Neuquén extendiendo la finalización del segundo período exploratorio a diciembre de 2022.

En septiembre de 2022 Tecpetrol S.A. y GyP de Neuquén solicitaron el encuadramiento del área como Lote bajo Evaluación en los términos de los Decretos Provinciales N° 3124/2004 y 1.447/2012, por un plazo de 5 años a partir del 15 de diciembre de 2022. A la fecha de emisión del presente Prospecto, la referida solicitud se encuentra en trámite.

Puesto Parada

El 27 de diciembre del 2022 la Emisora fue notificada por parte del Poder Ejecutivo de la Provincia de Neuquén del dictado del Decreto N° 2552/2022, a través del cual se otorgó a la Sociedad la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos para el área “Puesto Parada (“La

Concesión de Explotación”).

El área “Puesto Parada” surge de una readecuación del área “Los Bastos” en la Cuenca Neuquina, ubicada al norte de Senillosa, en la ventana del petróleo de Vaca Muerta en el límite sur, con una superficie total aproximada de 159 km².

La Concesión de Explotación se otorgó por un plazo de treinta y cinco (35) años, con un periodo inicial de Plan Piloto de tres (3) años. El Plan Piloto totaliza una inversión aproximada de US\$ 65 millones.

Concesiones de transporte

Mediante Resolución N° 101/2018 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales de la Provincia de Neuquén, ratificado por Decreto Provincial N° 1440/18, se otorgó a la Sociedad, en los términos del artículo 41 de la Ley 17.319 una concesión de transporte de gas natural de aproximadamente sesenta kilómetros (60km) de extensión, desde el área Fortín de Piedra hasta la conexión con el Gasoducto Centro Oeste, operador por Transportadora de Gas del Norte Sociedad Anónima, con conexión adicional al sistema operado por Transportadora de Gas del Sur Sociedad Anónima.

Por otra parte, el 24 de enero de 2018 Tecpetrol S.A. junto a YPF S.A., constituyeron la sociedad “Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini S.A.” la cual tenía como objeto la construcción y explotación de un oleoducto para el transporte de la producción de petróleo crudo de los socios y de terceros, con ingreso localizado en la planta de tratamiento de crudo en el área Loma Campana (provincia del Neuquén) y salida en las instalaciones de Oleoductos del Valle S.A. (provincia de Río Negro). Tecpetrol S.A. es titular del 15% del capital de dicha sociedad e YPF S.A. del 85% restante, sin embargo, ambos socios tienen control conjunto sobre Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A., debido a que según se establece en el Acuerdo de Accionistas, los socios designan la misma cantidad de miembros del Directorio y las decisiones sobre las cuestiones relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes. El 31 de enero de 2019 a través de la Resolución N° 18/2019 la Secretaría de Gobierno de Energía le otorgó a YPF S.A. y a Tecpetrol S.A., con un porcentaje de participación de 85% y 15%, respectivamente, la concesión de transporte de petróleo crudo para el Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini hasta agosto de 2052. Los socios subcontrataron para la operación y mantenimiento a Oleoductos del Valle S.A. En abril de 2019 la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de la sociedad Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini S.A. aprobó un aporte en efectivo de la Emisora y la capitalización de los créditos que YPF S.A. y la Emisora mantenían con Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini S.A. por un total de \$ 868,3 millones, manteniendo YPF S.A. y Tecpetrol S.A. su participación en el capital de dicha sociedad. En mayo de 2019 se realizó el aporte en efectivo y no quedan saldos pendientes de ser ingresados.

Como condición precedente al primer desembolso del Contrato de Mutuo celebrado entre Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini S.A y la Administración Nacional de la Seguridad Social, en su carácter de administrador legal del Fondo de Garantía de Sustentabilidad del Sistema Integrado Previsional Argentino (en adelante “FGS- ANSES”) por la suma de hasta US\$ 63

millones, en mayo de 2019 YPF S.A. y la Emisora gravaron con derecho real de prenda en primer grado de privilegio la totalidad de las acciones de Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini S.A. de su propiedad, a favor de la FGS-ANSES.

❖ Segmento Cuenca del Noroeste, Cuenca del Golfo de San Jorge y Cuenca Marina Malvinas:

El presente segmento se encuentra dividido entre la Cuenca del Golfo de San Jorge, la Cuenca Noroeste y la Cuenca Marina Malvinas.

➤ Cuenca del Golfo de San Jorge:

Ubicada en las provincias de Chubut y Santa Cruz, en esta Cuenca la Emisora opera las áreas de El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga, Estancia Mariposa, Lomita de la Costa, Cerro Mangrullo y Gran Bajo Oriental.

El crudo extraído en esta cuenca, de tipo Escalante, es comercializado tanto en el mercado doméstico como en el de exportación.

A continuación, se detallan las áreas operadas por la Emisora en esta Cuenca indicando los pozos en producción al 31 de diciembre de 2022, así como la evolución de la producción diaria promedio neta en los últimos tres años.

			Produccion Diaria Promedio Neta								
			2022			2021			2020		
Cuenca	Área	Pozos en Producción a Dic- 22	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d) (*)	Total promedio (m3eq/d)	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d) (*)	Total promedio (m3eq/d)	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d) (*)	Total promedio (m3eq/d)
GOLFO DE SAN JORGE	El Tordillo	329	596	92	688	577	34	611	539	34	573
	La Tapera-Puesto Quiroga	8	10	-	10	10	-	10	11	-	11
	Estancia La Mariposa	-	1	23	23	1	44	46	2	68	70
	Lomita de la Costa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Cerro Mangrullo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga

La principal área de esta Cuenca es El Tordillo, la cual se encuentra ubicada a aproximadamente 22 km de la ciudad de Comodoro Rivadavia en la Provincia de Chubut y tiene una superficie de aproximadamente 117 km².

Tecpetrol es cotitular de los derechos y obligaciones asociados a las concesiones de explotación sobre las Áreas El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga, todas ellas ubicadas en la Provincia de Chubut. Asimismo, Tecpetrol es el representante y operador de las Uniones Transitorias “Tecpetrol S.A. – Petrobras Argentina S.A. – YPF S.A. – Petrominera Chubut S.E. El Tordillo Unión Transitoria”, y “Tecpetrol S.A. – Petrobras Argentina S.A. – YPF S.A. – Petrominera Chubut S.E. La Tapera y Puesto Quiroga Unión Transitoria”, las que actualmente son propiedad de las empresas Tecpetrol, YPF, Pampa Energía (anteriormente Petrobras Argentina)

y Petrominera Chubut en los porcentajes de participación descriptos anteriormente.

La concesión de explotación sobre el Área El Tordillo fue otorgada mediante Decreto del poder Ejecutivo Nacional N° 1.211/1991, y sus enmiendas por Decreto Nacional N° 2.135/1991. Asimismo, la titularidad de los derechos y obligaciones de Tecpetrol en las concesiones de explotación sobre las áreas La Tapera y Puesto Quiroga fue otorgada mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 1.954/1994.

El plazo original de las concesiones de explotación sobre las área El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga fue prorrogado hasta el año 2027, mediante el Acuerdo para la Implementación de un Compromiso de Actividad e Inversiones en Áreas Hidrocarburíferas de la Provincia del Chubut, de fecha 21 de agosto de 2013, ratificado por Ley Provincial VII N° 65, publicada en el Boletín Oficial de la Provincia de Chubut de fecha 2 de octubre de 2013, otorgándose la extensión de esta concesión de explotación hasta el 2027. El acuerdo de extensión implicó el pago de un bono inicial y luego pagos mensuales del 4% sobre el valor de la producción en boca de pozo. Adicionalmente, se asumieron compromisos de perforación, perforación de pozos de desarrollo, pozos exploratorios y realizar erogaciones en costos, gastos e inversiones relacionados con el cuidado y protección del medio ambiente. El acuerdo con la provincia prevé que, finalizado el período de la concesión de explotación actual en 2027, y sujeto al previo cumplimiento de determinadas condiciones (entre las que se incluye ejecutar una inversión adicional de US\$ 200 millones), se continuará con la explotación del área por 20 años adicionales, es decir, hasta el 2047, mediante un acuerdo de asociación de Tecpetrol e YPF con Petrominera Chubut.

El Tordillo es un yacimiento maduro con más de 1000 pozos perforados hasta la fecha que hoy se encuentra en declinación de su producción, habiéndose extraído la mayor parte del petróleo de sus reservas. En los últimos años fue necesario readecuar la estructura operativa del yacimiento para que permita la sustentabilidad y viabilidad del proyecto a largo plazo con contextos de precios de petróleo en el entorno de los 60 usd/bbl.

Luego de la referida readecuación del yacimiento que se realizó como consecuencia de la crisis del mercado petrolero internacional, se retomaron las tareas de perforación de pozos con un taladro de perforación en forma permanente, poniéndose en producción nuevos pozos con resultados positivos.

Estancia La Mariposa, Lomita de la Costa y Cerro Mangrullo

Tecpetrol es cotitular de los derechos y obligaciones correspondientes a las concesiones de explotación sobre los lotes Estancia La Mariposa, Lomita de la Costa y cerro Mangrullo, ubicados en la Provincia de Santa Cruz. Asimismo, Tecpetrol es el representante y Operador de la UT Lago Argentino, compuesto por las empresas Tecpetrol, Alianza Petrolera Argentina S.A. y Fomento Minero de Santa Cruz S.E., a través de las cuales se lleva adelante la explotación de los referidos lotes.

Las concesiones de explotación de hidrocarburos sobre los lotes mencionados fueron otorgadas a través de las siguientes normas, a saber: (i) la concesión sobre el lote estancia La Mariposa,

mediante Decretos Provinciales N° 373/2008 y 1.171/2008, (ii) la concesión sobre el lote Lomita de la Costa, mediante Decreto Provincial N° 1.181/2008, y (iii) la concesión sobre el lote Cerro Mangrullo, mediante Decretos Provinciales N° 165/2012 y N° 512/2015.

En febrero de 2023 Tecpetrol S.A. y Alianza Petrolera Argentina S.A.: (i) solicitaron a la Autoridad de Aplicación de la Provincia de Santa Cruz la autorización para la cesión por parte de la primera a la última de sus derechos y obligaciones en el área Estancia La Mariposa y en la concesión de transporte asociada a la misma (a la fecha de emisión del presente Prospecto, la referida solicitud se encuentra pendiente de otorgamiento); y (ii) informaron a la Autoridad de Aplicación de la Provincia de Santa Cruz su renuncia a la concesión de explotación sobre las áreas en cuestión y consecuentemente la reversión de las mismas.

Gran Bajo Oriental

El 14 agosto de 2018, se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Santa Cruz el Decreto N° 734/18, a través del cual, en el marco de la Licitación Pública Nacional e Internacional IESC-N° 06/18, se otorgó a la Emisora un permiso de exploración y eventual explotación y desarrollo de hidrocarburos del área “Gran Bajo Oriental” de la Provincia de Santa Cruz, la cual consta de una superficie aproximada de 2.536,24 km², y que resulta lindera con otras áreas operadas por la Emisora en dicha provincia.

El referido permiso consta de un período exploratorio de tres años (prorrogable por un año), con la posibilidad de acceder a un segundo período exploratorio de tres años (prorrogable por cuatro años). En junio de 2022 se ejerció la opción de ingresar al referido segundo período exploratorio.

Concesiones de transporte

A los fines de la evacuación de la producción de su titularidad correspondiente a las Áreas El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga, Tecpetrol es cotitular de las concesiones de transporte de hidrocarburos otorgadas mediante Decisiones Administrativas del Jefe de Gabinete de Ministros N° 538/1998 (Concesión de Transporte de Petróleo Crudo desde el Área El Tordillo hasta la Terminal Marítima Caleta Córdova, ambas de la Provincia del Chubut), N° 112/1996 (Concesión de Transporte de Gas Natural desde el Área El Tordillo hasta Rada-Tilly, ambas de la Provincia del Chubut) y N° 374/1999 (Concesión de Transporte de Gas Natural desde el Área El Tordillo hasta Gasoducto General San Martín, ambas de la Provincia del Chubut), mediante el Decreto N° 3.124/2011 (Concesión de Transporte de Gas Natural desde el Área Estancia La Mariposa hasta el Gasoducto General San Martín, ambas de la Provincia de Santa Cruz), y mediante Ley Provincial VII, N° 65 (Concesión de Transporte de Gas Natural desde el Área Puesto Quiroga hasta el Área El Tordillo, ambas de la Provincia del Chubut).

El plazo de las concesiones de transporte es de 35 años, las que fueron prorrogadas por un plazo de 10 años cada una de ellas a partir de sus respectivos vencimientos, mediante el Acuerdo para la Implementación de un Compromiso de Actividad e Inversiones en Áreas Hidrocarburíferas de la Provincia del Chubut, de fecha 21 de agosto de 2013, ratificado todo ello también por

Ley Provincial VII N° 65, publicada en el Boletín Oficial de la Provincia de Chubut de fecha 2 de octubre de 2013.

➤ Cuenca del Noroeste:

Ubicadas en la provincia de Salta y Jujuy, la Emisora participa en dos áreas en esta Cuenca: Aguaragüe, la cual es operada por la Emisora, y Ramos, la cual es operada por Pluspetrol Energy S.A.

A continuación, se detallan las áreas operadas y no operadas por la Emisora en esta Cuenca indicando los pozos en producción al 31 de diciembre de 2022, como la evolución de la producción diaria promedio neta en los últimos tres años.

			Producción Diaria Promedio Neta								
			2022			2021			2020		
Cuenca	Área	Pozos en Producción a Dic- 22	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d) (*)	Total promedio (m3eq/d)	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d) (*)	Total promedio (m3eq/d)	Petróleo (m3/d)	Entregas Gas (Mm3/d) (*)	Total promedio (m3eq/d)
NOROESTE	Aguaragüe	27	37	41	78	48	71	119	60	96	156
	Ramos	11	19	210	229	20	222	242	21	239	260

Aguaragüe (y lote San Antonio Sur)

Tecpetrol es el operador y representante de la Unión Transitoria “YPF S.A. – Petrobras Argentina S.A. – Tecpetrol S.A. – Mobil Argentina SA – Compañía General De Combustibles SA – Ledesma S.A.A.I. – Aguaragüe Unión Transitoria” (en la actualidad compuestas por las empresas YPF S.A., Tecpetrol S.A., Pampa Energía S.A.-sociedad absorbente de Petrobras Argentina S.A., Ledesma SAAI y Compañía General de Combustibles S.A.) constituida en los términos del Concurso Público Internacional 14- 280/92 para la asociación con YPF S.A. en la exploración, explotación y desarrollo del área Aguaragüe. Los términos de la asociación con YPF S.A. en su carácter de concesionario, incluida la aprobación a los términos del Contrato de Unión Transitoria, fueron aprobados por Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 2446/1992.

En el marco de las tareas de exploración llevadas a cabo en el área Aguaragüe, mediante decisión Administrativa del Jefe de Gabinete de Ministros N° 81/1998 se otorgó a favor de YPF S.A., y como parte de las actividades correspondientes a la UT Aguaragüe, una concesión de explotación sobre el lote San Antonio Sur. La concesión de explotación sobre el área Aguaragüe fue prorrogada por un plazo adicional de 10 años, a partir de su vencimiento en el año 2017, mediante decreto Provincial N° 3.694/2012.

Los porcentajes de participación de las empresas integrantes de la UT Aguaragüe (que incluye aquellos correspondientes a la concesión de explotación sobre el lote San Antonio Sur) son los siguientes: Tecpetrol 23%; YPF S.A. 53%; Pampa Energía S.A. 15%; Compañía General de Combustibles S.A. 5%; Ledesma S.A.A.I. 4%.

Con una superficie de aproximadamente 2.585 km² (incluyendo San Antonio Sur), los pozos en esta área son de los más profundos y complejos que se pueden encontrar en la Argentina llegando

a tener 5.200 metros de profundidad. Tecnología de última generación, como ser la perforación de ramas laterales, se utilizan para optimizar su producción.

El 5 de noviembre de 2018, el Secretario de Energía de la Provincia de Salta hizo lugar a la propuesta formulada por Tecpetrol S.A. y Pampa Energía S.A. autorizando a transferir 1335,88 Unidades de Trabajo desde el área Rio Colorado hacia el área colindante Aguaragüe.

En febrero de 2023 se acordó con la provincia de Salta la extensión de las concesiones de explotación del área por un período de 10 años. A la fecha de emisión del presente Prospecto, el acuerdo se encuentra pendiente de ratificación por el Poder Ejecutivo Provincial.

Ramos

Tecpetrol es titular de un porcentaje de participación no operado en los derechos y obligaciones sobre la concesión de explotación de hidrocarburos otorgada sobre el Área Ramos, mediante Decreto del Poder Ejecutivo nacional N° 90/1991, a favor de las empresas Pluspetrol Energy S.A., YPF S.A. y Tecpetrol.

El plazo de la concesión de explotación sobre el Área Ramos fue prorrogado hasta enero de 2026 mediante Decisión Administrativa del Jefe de Gabinete de Ministros N° 92/1996.

Concesiones de transporte

A los fines de la evacuación de la producción de su titularidad correspondiente a las Área Aguaragüe, San Antonio Sur y Ramos, Tecpetrol es cotitular de las concesión de transporte otorgada mediante Decisión Administrativa del jefe de Gabinete de Ministros N° 424/1999 (Concesión de Transporte de Petróleo Crudo desde el lote San Antonio Sur hasta Balbuena, ambos de la Provincia de Salta) y mediante Decreto del Poder Ejecutivo N° 90/1991 (Concesión de Transporte del Oleoducto desde el Yacimiento Ramos hasta Balbuena ambos de la Provincia de Salta), así como también de la Concesión de Transporte de gas natural desde el área Ramos hasta a localidad de Cornejo otorgada mediante Decisión Administrativa 60/96, la Concesión de Transporte de gas natural desde el Lote San Antonio Sur hasta la localidad de Ballivian otorgada mediante Decisión Administrativa 81/1998.

El plazo de las concesiones de transporte es de 35 años, prorrogable por períodos de 10 años adicionales en forma previa a su vencimiento.

➤ Cuenca Marina Malvinas:

En octubre de 2019 la Resolución 645/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía otorgó a un consorcio del cual la Emisora participa con un 10% (Eni Argentina Exploración y Explotación S.A. es el Operador y titular del 80 % y MITSUI & CO., LTD, a través de su controlada Mitsui E&P Argentina S.A., del 10% restante), un permiso de exploración sobre el área MLO-124 ubicada en la cuenca marina Malvinas Este a 100 kilómetros aproximadamente de la costa de Tierra del Fuego. Las actividades que se completarán durante los cuatro años de la Primera Fase del Período

de Exploración consisten principalmente en un estudio geofísico 3D y otros estudios geofísicos potenciales. Derivado de las demoras en el otorgamiento de las licencias ambientales para los contratos costa afuera (off-shore), en noviembre de 2021 se solicitó a la Secretaría de Energía una suspensión de plazos de 2 años la mencionada Primera Fase del Periodo de Exploración, la que fue otorgada mediante Resolución N° 175/2022 de la Secretaría de Energía de la Nación.

Vaca Muerta

Con más de 300 TCF (trillones de pies cúbicos) de recursos gasíferos, de acuerdo al informe del EIA/ARI de fecha 17 de junio de 2013, Vaca Muerta es una de las áreas de *shale* (petróleo de esquisto o *shale oil* y gas de lutita o *shale gas*) más grandes del mundo, con características técnicas similares a los mejores campos ya desarrollados en los Estados Unidos de América. Su ubicación en la Provincia del Neuquén, Río Negro, Mendoza, y La Pampa, con agua abundante y lejos de concentraciones urbanas ofrece condiciones de explotación que contribuyen a un desarrollo competitivo.

El cono Sur de América (Chile, Argentina, Uruguay y Brasil) es una región crecientemente deficitaria en energía y el gas natural es el combustible ideal para suplir dicho déficit. Importado como gas natural licuado (“GNL”) desde diversos orígenes, marca un precio de mercado relativamente alto que viabiliza la inversión de desarrollo del yacimiento, que puede transformarse en la solución para revertir el desbalance. La calidad del recurso permite asumir que en el mediano plazo, será posible además desarrollar el potencial de Vaca Muerta a precios competitivos con otras regiones del planeta.

Argentina no escapaba a la realidad de la región y su déficit energético se había agravado. El esfuerzo inversor se concentraba en la explotación convencional y en gas de baja permeabilidad o de arenas compactas (*tight*), con potencial acotado, mientras que los recursos gasíferos significativos estaban en Vaca Muerta.

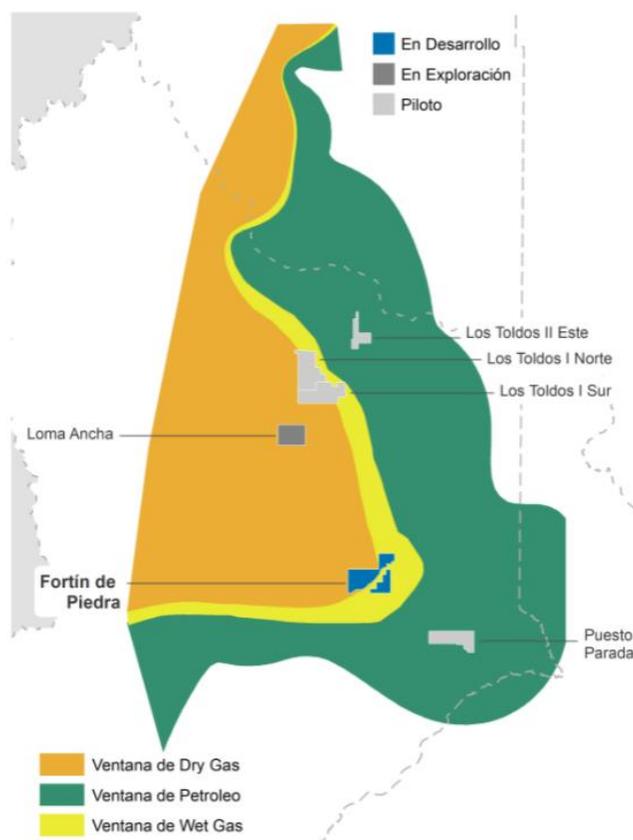
De acuerdo con la experiencia registrada en las cuencas de *shales* de los Estados Unidos de América —que tienen varias ventanas de fluidos— las áreas más rentables en aquel contexto de precios se encuentran en la franja de *wet gas*.

El desarrollo de gas de Vaca Muerta genera actividad en toda la cadena de valor de bienes y servicios asociada a la producción de hidrocarburos y permite contar con energía en condiciones competitivas para favorecer el desarrollo económico e industrial de Argentina y lograr el autoabastecimiento energético.

En línea con estos conceptos, en los últimos años la Emisora se posicionó como uno de los principales titulares de áreas en la ventana de *wet gas* y *dry gas* en dicha formación, sumando un total de 191.000 acres, siendo su área más promisoría Fortín de Piedra, sobre la cual en julio de 2016 la Emisora obtuvo su concesión para la explotación no convencional hasta el 2051. A la fecha Tecpetrol posee seis concesiones para la explotación de hidrocarburos no convencionales: Fortín de Piedra (en desarrollo); Los Toldos I Norte; el 10% en los Toldos I Sur (operado por ExxonMobil Exploration Argentina SRL); Los Toldos II Este, Puesto Parada y Punta Senillosa (Los Bastos), más un permiso de exploración en áreas no convencionales: Loma

Ancha.

El siguiente mapa ilustra la ubicación de los activos de la Emisora en Vaca Muerta:



El marco establecido a partir del acuerdo con los sindicatos petroleros y el anuncio del Gobierno Nacional sobre el estímulo al precio del gas, ambos ocurridos a inicios de 2017, junto con la disponibilidad de equipos y mano de obra calificada, alentó a la Emisora a comprometer el plan de inversión más importante de su historia consistente en desarrollo de la primera fase del área Fortín de Piedra, un proyecto exigente, muy complejo técnicamente y que requirió de una gran coordinación por parte de todos los actores involucrados. En menos de dos años, comenzando de cero, y tras haber invertido más de US\$ 2.000 millones, el campo alcanzó una producción de gas que representaba el 13% de toda la producción nacional y más del 20% de la producción de la cuenca neuquina, convirtiéndose Tecpetrol en el mayor productor de gas no convencional del país.

Al 31 de diciembre de 2022, la compañía llevaba invertidos en Fortín de Piedra US\$ 3.000 millones, y su producción de gas representaba el 13% de la producción nacional y el 19% de la producción de la cuenca neuquina.

Regalías, cánones de producción y otros conceptos similares

En virtud de lo establecido por la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 y normas complementarias, los titulares de concesiones de explotación y exploración se encuentran obligados al pago de regalías a la nación y a las provincias donde extraen hidrocarburos. Las regalías se abonan sobre la producción de petróleo crudo y gas, valorizada sobre la base de los precios efectivamente obtenidos en la comercialización de dichos hidrocarburos, menos deducciones previstas en la legislación, tales como transporte, almacenaje y tratamiento, entre otras. El porcentaje de regalías a abonar sobre la producción valorizada asciende a un 12%, y se abona un 3% o un 4% adicional en ciertas concesiones que han sido prorrogadas. En el caso de los permisos de exploración, dicho porcentaje asciende al 15%.

Adicionalmente, con anterioridad a la vigencia de la Ley 27.007, al momento de acordar los términos de las prórrogas para determinadas concesiones de explotación, la Sociedad acordó con las respectivas autoridades concedentes, bajo determinadas condiciones, el pago de determinados cánones extraordinarios de producción, así como aportes extraordinarios.

El costo por las regalías, cánones de producción y aportes extraordinarios abonados originados en las concesiones ubicadas en Argentina se expone dentro de Costos Operativos en los Estados Financieros de la Emisora.

Se presenta a continuación el detalle por área de las alícuotas de regalías y porcentajes adicionales descriptos precedentemente:

Cuenca	Provincia	Área	Concepto	Alícuota	
				Crudo, Condensado y Gasolina	Gas
CUENCA NEUQUINA	Neuquén	Los Bastos	Regalías	12.00%	12.00%
	Neuquén	Los Bastos	Canon Extraordinario	3.00%	3.00%
	Neuquén	Punta Senillosa	Regalías	12.00%	12.00%
	Neuquén	Punta Senillosa	Canon Extraordinario (*)	3.00%	3.00%
	Neuquén	Punta Senillosa	Regalías - CENCH	12.00%	12.00%
	Neuquén	Fortin de Piedra	Regalías	12.00%	12.00%
	Neuquén	Fortin de Piedra	Canon Extraordinario (*)	3.00%	3.00%
	Neuquén	Fortin de Piedra	Regalías - CENCH	12.00%	12.00%
	Neuquén	Los Toldos II Este	Regalías - CENCH	12.00%	12.00%
	Neuquén	Los Toldos I Sur	Regalías – CENCH	12.00%	12.00%
	Neuquén	Puesto Parada	Regalías	12.00%	12.00%
	Neuquén	Puesto Parada	Canon Extraordinario (*)	3.00%	3.00%
	Neuquén	Puesto Parada	Regalías - CENCH	12.00%	12.00%
	Río Negro	Agua Salada	Regalías	12.00%	12.00%
	Río Negro	Agua Salada	Canon Extraordinario	3.00%	3.00%

(*) aplicable únicamente a los pozos que entraron en producción antes del otorgamiento de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos (CENCH) y/o a los pozos que se especifican en los acuerdos de las CENCH.

CUENCA NOROESTE / CUENCA GOLFO SAN JORGE	Chubut	El Tordillo	Regalías	12.00%	12.00%
	Chubut	El Tordillo	Aporte Extraordinario	4.00%	4.00%
	Chubut	El Tordillo	Contribución especial Petrominera	1.00%	1.00%
	Chubut	La Tapera	Regalías	12.00%	12.00%
	Chubut	La Tapera	Aporte Extraordinario	4.00%	4.00%
	Chubut	La Tapera	Contribución especial Petrominera	1.00%	1.00%
	Chubut	Puesto Quiroga	Regalías	12.00%	12.00%
	Chubut	Puesto Quiroga	Aporte Extraordinario	4.00%	4.00%
	Chubut	Puesto Quiroga	Contribución especial Petrominera	1.00%	1.00%
	Santa Cruz	Estancia La Mariposa	Regalías	12.00%	12.00%
	Santa Cruz	Lomita de la Costa	Regalías	12.00%	12.00%
	Salta	Aguaragüe	Regalías (**)	12.00%	12.00%
	Salta	Aguaragüe	Canon Extraordinario (**)	3.00%	3.00%
	Salta	Ramos	Regalías	12.00%	12.00%

(**) con la firma de la extensión del área los socios se comprometen a efectuar ciertas inversiones exploratorias sujetas a la publicación de un Decreto de reducción de regalías durante 2023. En ese caso, a partir del mes siguiente al mes de publicación se pagará 12% de regalías más un 1% de aporte para todas las áreas dentro de Aguaragüe hasta fin de concesión (incrementando la alícuota de San Antonio Sur de 12% a 13% total y reduciendo el porcentaje del resto de áreas del 15% total a 13% total). A la fecha del presente Prospecto, el referido Decreto aún no ha sido publicado.

Reservas Probadas de cada área a la participación de Tecpetrol

Las reservas totales de petróleo y gas natural certificadas por un tercero independiente sobre la base de la información provista por la Emisora, son las que se detallan a continuación:

	al 31-Dic-2022			al 31-Dic-2021			al 31-Dic-2020		
	Total Reservas			Total Reservas			Total Reservas		
	Probadas (P1) al % Tecpetrol			Probadas (P1) al % Tecpetrol			Probadas (P1) al % Tecpetrol		
	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)	Total (Mm3eq)	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)	Total (Mm3eq)	Petróleo (Mm3)	Gas (MMm3)	Total (Mm3eq)
Agua Salada	61	241	302	118	392	510	139	446	585
Aguaragüe	54	169	223	66	181	247	86	237	322
Cerro Mangrullo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
El Tordillo	2.702	273	2.975	2.887	293	3.180	2.875	315	3.190
Estancia La Mariposa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fortín de Piedra	4.223	76.858	81.081	4.540	73.564	78.104	4.210	69.504	73.714
Gran Bajo Oriental	-	-	-	-	-	-	-	-	-
La Tapera - Puesto Quiroga	97	2	99	93	2	95	94	2	96
Loma Ancha	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lomita de la Costa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Los Bastos	15	46	61	66	84	150	64	106	170
Puesto Parada	59	19	78	-	-	-	-	-	-
Los Toldos I Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Los Toldos I Sur (*)	10	21	31	9	25	34	15	46	61
Los Toldos II Este	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MLO-124 (*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Punta Senillosa	31	319	351	32	336	368	42	407	449
Ramos (*)	17	188	205	21	239	260	29	291	320
Jose Segundo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Argentina	7.270	78.137	85.407	7.834	75.116	82.949	7.554	71.353	78.907

(*) en el caso de áreas no operadas, se presentan las estimaciones internas de la Sociedad

Las reservas probadas pueden ser reservas en desarrollo o no desarrolladas.

Las reservas están clasificadas conforme a la unificación de las metodologías usadas por la “SPE” (*Society of Petroleum Engineers*) y por el “WPC” (*World Petroleum Council*) y otras. Todas las estimaciones de reservas son realizadas en base a la información aportada por los propios ingenieros, geólogos y geofísicos de Tecpetrol y certificadas por un auditor independiente.

El proceso de estimación del volumen de las reservas existentes de petróleo y de gas natural es necesariamente inexacto debido a imponderables geológicos, geofísicos y de otro tipo. Dicho proceso implica una continua revisión de las estimaciones generalmente con una periodicidad anual (salvo en ocasión de un hecho relevante que amerite una revisión inmediata), sobre la base de información adicional obtenida a través de perforaciones, pruebas de pozos y estudio de reservas.

Para áreas de hidrocarburos no convencionales, (por ejemplo, Fortín de Piedra), las reservas probadas se irán incorporando de acuerdo a la siguiente metodología. En una primera etapa se perforan pozos pilotos verticales para obtener datos y caracterizar la formación Vaca Muerta en el bloque y para seleccionar potenciales niveles de navegación con pozos horizontales (se requieren pozos horizontales fracturados para el desarrollo comercial de un área de *shale*). En la siguiente etapa se perforan pozos horizontales de evaluación (a el/los niveles de navegación seleccionados) para validar la productividad y comercialidad de Vaca Muerta en el bloque. Resultados positivos de estos pozos permitirán incorporar reservas probadas no desarrolladas en ubicaciones cercanas (además de las reservas probadas en producción correspondiente a la continuidad de operaciones de los mismos). Finalmente se avanza en la etapa de desarrollo con

pozos horizontales (incorporando las reservas de los pozos perforados e incrementando el área de reservas probadas no desarrolladas).

Ventas de Petróleo y Gas

Las políticas energéticas y regulatorias que rigen el mercado de hidrocarburos en la Argentina han permitido a Tecpetrol mantener su activo rol en el mercado interno tanto en petróleo como en gas natural y en el de exportación de petróleo. Actualmente Tecpetrol no está desarrollando operaciones de cobertura de riesgo futuro de precios del petróleo.

Venta de Petróleo Crudo

Los incrementos en la producción de petróleo crudo de la Sociedad han permitido un aumento en los saldos exportables. Durante 2022 y el primer trimestre de 2023 se mantuvo el desdoblamiento de precios entre el mercado local e internacional, con precios en el mercado local generalmente inferiores a la paridad de exportación. Para lo resta del año 2023, se espera que los precios internacionales se vean afectados por la evolución del petróleo de referencia “Brent”, mientras que los precios del mercado interno, además de las referencias internacionales, se podrían ver afectados por factores políticos y macroeconómicos.

La Sociedad no cuenta con acuerdos de venta a largo plazo, siendo habitual la venta de la producción disponible en cada mes, con 2 o 3 meses de anticipación. Actualmente las ventas al mercado doméstico son pagaderas en dólares o en pesos al tipo de cambio vendedor publicado por el Banco de la Nación Argentina el día hábil anterior a la fecha de pago, y las exportaciones son pagaderas en dólares en el exterior. La Emisora cuenta con un plazo de 30 días desde la fecha de embarque del petróleo o 5 días desde la fecha en que se le realiza el pago para ingresar al país el contravalor en pesos de los cobros recibidos en el exterior.

Desde comienzos de 2021, se mantuvo vigente la alícuota de derechos de exportación reglamentada a través del Decreto 488/2020 (la alícuota es del 0% si el precio internacional es igual o inferior a USD 45 por barril, del 8% si el precio internacional es igual o superior a USD 60 por barril, y un valor variable que se incrementa linealmente entre 0% y 8% si el precio internacional se encuentra a USD 45 y USD 60 por barril), aplicando la alícuota máxima del 8% para todas exportaciones de hidrocarburos.

Venta de Gas:

La producción de gas propiedad de Tecpetrol que es comercializada por la misma a la fecha de este Prospecto proviene de los siguientes yacimientos:

- los yacimientos de la Cuenca noroeste: Aguaragüe y Ramos;
- los yacimientos en la Cuenca neuquina: Agua Salada, Los Bastos, Punta Senillosa, Puesto Parada, Los Toldos I Sur, Los Toldos II Este y Fortín de Piedra;
- el yacimiento de la Cuenca del Golfo San Jorge: El Tordillo.

La Emisora comercializa el gas natural producido en el mercado local a través de los siguientes

segmentos de demanda:

- **Licenciatarias de Distribución:** la comercialización para este segmento tiene como destino el abastecimiento de la Demanda Prioritaria conformada por los Usuarios Residenciales y Comerciales, el cual se encuentra, desde enero de 2021 y por el término de ocho años, parcialmente contractualizado con los Productores de gas natural a raíz de la implementación del “PLAN DE REASEGURO Y POTENCIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FEDERAL DE HIDROCARBUROS, EL AUTOABASTECIMIENTO INTERNO, LAS EXPORTACIONES, LA SUSTTUCIÓN DE IMPORTACIONES Y LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA TODAS LAS CUENCAS HIDROCARBURÍFERAS DEL PAÍS 2023-2028” en adelante Plan Gas.Ar. Tecpetrol participó y se adjudicó volúmenes para suministrar a este segmento en las distintas rondas del Plan Gas Ar. y para ello mantiene contrato con las Licenciatarias de Distribución como Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA) **Generación de Energía Eléctrica:** la comercialización para el abastecimiento de la demanda de Centrales Termoeléctricas se realiza a través de tres mecanismos siendo CAMMESA quien concentra el abastecimiento del hidrocarburo para este segmento: i) con contratos en firme entre Productores y CAMMESA, derivados de la implementación del Plan Gas.Ar, los cuales tienen vigencia desde enero de 2021 y por el término de ocho años ii) con acuerdos de venta en condición interrumpible cuyo precio máximo es el de referencia (Anexo Resolución SE N° 354/2020) entre por un lado Productores y/o Comercializadores y por otro lado CAMMESA, los que surgen como resultado de un concurso de precios para la compra de gas en condiciones interrumpibles a través de Mercado Electrónico del Gas S.A. (“MEGSA”) en forma mensual y iii) con acuerdos de venta en condición interrumpible entre productores adjudicatarios del Plan Gas.Ar y CAMMESA, cuyo precio máximo es el que se encuentre incluido en los acuerdos en condición firme, que surgen de la asignación efectuada por medio del cuadro “IV – Demanda Usinas 2021 – 2024” del Anexo que forma parte de la Resolución S.E. N° 391/2020 y que vinculen a CAMMESA con el productor oferente.
- **Estaciones de GNC:** la comercialización para el suministro de la demanda del mercado de estaciones de GNC se realiza, principalmente, mediante acuerdos de provisión de gas libremente pactados con los Comercializadores de Gas, con precios atados al precio de la nafta súper.
- **Industrial:** el abastecimiento de la demanda industrial se realiza mediante acuerdos de provisión de gas libremente pactados tanto con Industrias como con Comercializadores de Gas y con plazos de vigencia habitualmente de un año de duración, aunque en los últimos años se han realizado acuerdos con plazos de vigencia de hasta 5 años, además de acuerdos de suministro en condición interrumpible por plazos menores.
- **Mercado Externo:** el abastecimiento del mercado de exportación se realiza mediante acuerdos de provisión de gas en condiciones interrumpibles y/o en condición firme de corto plazo (periodo estacional). Los mismos, tanto firmes como interrumpibles, deben ser aprobados por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos antes de poder ser comercializados.

Los principales clientes de Tecpetrol son las empresas de la Organización Techint Siderca S.A.I.C. y Ternium Argentina S.A., otras industrias como Refinor S.A., Ledesma S.A.A.I. Transportadora de Gas del Sur S.A., Loma Negra C.I.A.S.A., Compañía MEGA S.A., y comercializadores de gas como Energy Consulting Services S.A., Natural Energy S.A., Metroenergía S.A., Energía Sudamericana S.A., Rafael Albanesi S.A., AMG Energía S.A., Vitorio Podestá y Cía S.A., y Trafigura S.A., entre otros. Además, la compañía comercializa el gas con destino a la generación eléctrica a través de CAMMESA. Con relación a la demanda de gas residencial, la compañía tiene acuerdos de venta con la mayoría de las Distribuidoras de Gas Natural y con ENARSA. En cuanto al mercado de exportación, se cuentan entre sus principales clientes a Enel Generación Chile S.A., Colbún S.A. y GM Holdings S.A. Durante el período comprendido entre enero y diciembre de 2022, los ingresos de Tecpetrol correspondieron aproximadamente en un 29% a usuarios industriales y comercializadores de gas natural, 4% a usuarios de GNC, 27% a licenciataria del servicio de distribución, un 28% a generadoras de energía eléctrica, y un 12% a clientes de exportación, sin considerar las compensaciones del Plan Gas.Ar.

Transporte

Petróleo

El transporte de petróleo crudo de la mayor cuenca productiva del país (Cuenca Neuquina) se realiza principalmente por oleoductos. El sistema de oleoductos consta de una red de oleoductos interconectados que unen dicha cuenca con la terminal marítima en Puerto Rosales, donde se puede almacenar y embarcar a buques para su exportación, transportar hacia otra terminal o hacia alguna de las refinerías argentinas ubicadas sobre la costa del Río de La Plata, con el puerto de Concepción en Chile, con las refinerías de Luján de Cuyo, Plaza Huincul, Puerto Galván, La Plata, Dock Sud y Campana. Actualmente el oleoducto a Chile no se encuentra operativo por no tener demanda de servicio de transporte por no haber suficientes saldos exportables.

Asimismo, para el transporte de petróleo crudo de otras cuencas productivas, existen seis terminales marítimas en Río Cullen, San Sebastián (ambas en la provincia de Tierra del Fuego), Caleta Olivia, Punta Loyola (ambas en la provincia de Santa Cruz), Caleta Córdova (en la provincia de Chubut). Adicionalmente, en Puerto Rosales (en la provincia de Buenos Aires), se descarga el petróleo proveniente del sur.

La normativa actual permite que las empresas que requieren acceso a cualquiera de las redes de oleoductos puedan construir y operar los oleoductos para acceder a dichas redes. En la Cuenca Neuquina la Emisora entrega su petróleo en la cabecera de Bombeo Loma Campana, y en las estaciones de bombeo La Escondida, Auca Mahuida y Challacó, que luego es transportado hasta Puerto Rosales por oleoductos para su posterior transporte a refinerías locales o con fines de exportación. Por otra parte, el petróleo procedente del norte es entregado a través de oleoductos a la refinería de Campo Durán. El petróleo de la Cuenca del Golfo San Jorge es transportado por oleoductos hasta la terminal marítima de Caleta Córdova, para su embarque en buques tanque, ya sea para su transporte hacia otra terminal, a refinerías locales o con fines de exportación.

La Emisora, al igual que otros productores del sector privado, conserva una capacidad de almacenamiento en cada yacimiento, suficiente para almacenar entre dos y cinco días de producción, lo que ha sido suficiente para continuar las operaciones de extracción de petróleo

sin reducir la producción (por ejemplo, cuando las redes de oleoductos no se encuentran disponibles debido a los requerimientos de mantenimiento o emergencias transitorias). La Emisora no es propietaria de ningún buque-cisterna o vehículos tanque, pero sí participa en diversas concesiones de transporte de petróleo y de gas natural por ductos, obtenidas en su carácter de concesionario y productor de hidrocarburos.

En Terminales Marítimas Patagónicas S.A., empresa que tiene a cargo la operación de las terminales marítimas de Caleta Córdova y Caleta Olivia, la Emisora participa con un 4,2% del consorcio que opera estas terminales marítimas. Los concesionarios y sus participaciones son las siguientes: Pan American Energy Holdings Ltd. (31,71%), YPF S.A. (33,15%), Sociedad Internacional Petrolera (13,79%), Total Austral S.A. (7,35%) y otras compañías productoras con el resto. Las tarifas de embarque y almacenaje de crudo están reguladas y de acuerdo a la normativa se actualizan cada cinco años.

El sistema de oleoductos de Oleoductos del Valle S.A. ("Oldelval") de 1.200 km de longitud transporta el crudo de la cuenca neuquina hasta Puerto Rosales, Puesto Hernández y hasta la refinería de Plaza Huincul. Tecpetrol posee actualmente una participación del 2,1% en el consorcio. Otros productores de la cuenca que tienen participación en este sistema de oleoductos son: ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L., Pampa Energía S.A., Pluspetrol S.A., Pan American Energy Holdings Ltd., Chevron-San Jorge S.R.L. e YPF S.A. Las tarifas de transporte de esta red que están vigentes son reguladas y de acuerdo con la normativa se actualizan cada cinco años.

En Oleoducto Loma Campana Lago Pellegrini S.A., empresa que tiene a cargo la operación y comercialización del Oleoducto que une la cabecera de bombeo Loma Campana con la estación Lago Pellegrini de Oldelval, la Emisora cuenta con un 15% de participación. El otro concesionario es YPF S.A. con un 85% de participación. La tarifa de transporte de crudo está regulada y de acuerdo a la normativa se actualiza cada cinco años.

Desde comienzos de 2022, la capacidad del sistema de transporte para evacuación y comercialización de la producción de la Cuenca Neuquina Oldelval-Ebytem se encontró saturada, pero esto no afectó a los volúmenes transportados por la Sociedad en 2022. Considerando los incrementos de producción proyectados, la Sociedad participó del Concurso Abierto N°1/2022 de Oldelval y del Concurso Abierto N° OTE 1-2022 de Oiltanking Ebytem, mediante las cuales obtuvo un incremento en la capacidad de transporte, almacenaje y embarque acorde a las expectativas de crecimiento de su producción.

Gas

Existen en Argentina cinco Gasoductos Troncales o Principales: el Gasoducto Norte (Campo Durán, Salta a Buenos Aires), el Gasoducto Sur o San Martín (Tierra del Fuego a Buenos Aires) y tres Gasoductos de Neuquén a Buenos Aires (el NEUBA I, el NEUBA II y el Centro Oeste). Las redes de gasoductos en Argentina eran de propiedad de Gas del Estado ("GdeE") con anterioridad a su privatización en 1992.

La Emisora comercializa el gas natural en los puntos de ingreso a los gasoductos de TGN y TGS y

la contratación de la capacidad de transporte es, en general, a cargo de los clientes finales o de los intermediarios que les suministran dicho servicio. La producción proveniente de las áreas de explotación Aguara Güe y Ramos, de la Cuenca Noroeste, ingresa por el Gasoducto Norte, con algún volumen menor que ingresa en el gasoducto de Refinor; el gas de las áreas Los Bastos, Agua Salada, Punta Senillosa y Puesto Parada, de la Cuenca Neuquina, por el Gasoducto NEUBA I (operado por TGS); el gas de Los Toldos I Sur ingresa por el Gasoducto Vaca Muerta Sur (operado por TGS) que inyecta luego en el NEUBA II; el gas producido en el área Fortín de Piedra, también de la Cuenca Neuquina, tiene la posibilidad de ingresar tanto en el Gasoducto Centro Oeste (operado por TGN) como en el NEUBA II (operado por TGS) gracias a acuerdos de transporte celebrados con YPF y TGS (por el Gasoducto Vaca Muerta Sur) como así también a través de su ducto propio; y el gas producido en el área El Tordillo, de la Cuenca del Golfo de San Jorge, es inyectado en el Gasoducto San Martín (operado por TGS).

La Emisora, como se mencionó en el párrafo anterior, llevó a cabo la construcción de un gasoducto que vincula el área Fortín de Piedra (shale gas) con los gasoductos Centro Oeste y NEUBA II, el cual se puso en operación en mayo de 2018.

Las capacidades de transporte en los gasoductos troncales de la zona del Neuquén son las siguientes: 44,4 MMm³/d en los gasoductos NEUBA I y II en el tramo comprendido entre Neuquén y Bahía Blanca, y de 32,5 MMm³/d en el Centro Oeste en el primer tramo hasta la derivación a Chile. La exportación de gas natural a Chile proveniente de la cuenca neuquina, se realiza por medio de los gasoductos Gas Andes y Gasoducto del Pacífico, mientras que la exportación a Brasil se efectúa a través de Transportadora de Gas del Mercosur (“TGM”) y a Uruguay se realiza a través de Gasoducto Cruz del Sur y Petrouuguay.

El servicio de transporte de gas natural es prestado sobre una base abierta y no discriminatoria a cualquier usuario de gas que tenga las instalaciones adecuadas e idoneidad técnica para recibirlo y cumpla con los requisitos mínimos de volúmenes. Las tarifas de estos contratos son reguladas y poseen mecanismos de actualización administrados por la autoridad regulatoria: ENARGAS.

VI. FACTORES DE RIESGO

Una inversión en Obligaciones Negociables representa un alto grado de riesgo. Los posibles inversionistas deben considerar cuidadosamente los riesgos descritos a continuación junto con toda otra información divulgada en cualquier otra parte de este Prospecto, y en cualquier otro documento complementario o Suplemento de Prospecto antes de tomar una decisión sobre la inversión. Nuestro negocio, nuestra situación financiera y resultados de las operaciones, incluida nuestra capacidad para cancelar las Obligaciones Negociables, podrían verse sustancial y adversamente afectadas por cualquiera de estos riesgos. En especial, nuestras operaciones y ganancias están sujetas a riesgos como el resultado de cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, comerciales y financieras. El precio de cotización de las Obligaciones Negociables podría disminuir debido a cualquiera de estos riesgos, y los inversionistas podrían perder la totalidad o parte de sus inversiones. Los riesgos descritos a continuación son aquellos conocidos por nosotros y que actualmente creemos que podrían afectarnos sustancialmente. Los riesgos adicionales no conocidos actualmente por nosotros o que nosotros no consideramos en la actualidad como importantes podrían asimismo perjudicar el negocio.

Este Prospecto contiene asimismo declaraciones sobre hechos futuros que incluyen riesgos e incertidumbres. Remítirse a “Capítulo IV. Declaraciones sobre Hechos Futuros”. Nuestros resultados reales pueden diferir significativa y negativamente de aquellos anticipados en estas proyecciones futuras como consecuencia de ciertos factores, que incluyen los riesgos descritos a continuación y en cualquier otro lugar de este Prospecto.

Riesgos relacionados con Argentina

Somos altamente dependientes de las condiciones macroeconómicas de Argentina.

Nuestros resultados comerciales y financieros dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales de Argentina. Somos una sociedad constituida en virtud de las leyes de Argentina y casi todas nuestras operaciones, activos e ingresos se encuentran o derivan de Argentina. La economía argentina ha experimentado una volatilidad significativa en las últimas décadas, caracterizada por períodos de crecimiento bajo o negativo, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda, y podría experimentar más volatilidad en el futuro.

Durante 2001 y 2002, Argentina experimentó un período de grave crisis política, económica y social que causó una contracción económica significativa y significó cambios radicales en las políticas de gobierno.

Durante 2008 y 2009, la economía argentina sufrió una desaceleración del crecimiento experimentado entre los años 2003 y 2011 atribuida a factores locales y externos, incluidos los efectos de la crisis económica global y una sequía extensa que afectó las actividades agrícolas. Las condiciones económicas en Argentina desde 2012 hasta 2015 incluyeron la imposición de controles cambiarios (que comenzaron a mediados de 2011), controles de precio, incremento de la intervención directa del Estado en la economía, modificación a leyes y reglamentaciones que afectaron al comercio exterior y a las inversiones extranjeras directas,

aumento de la inflación, un déficit fiscal en aumento y limitaciones de la capacidad de Argentina de cumplir con su deuda soberana. Entre el 2016 y el 2019 el gobierno de Mauricio Macri impulsó una serie de medidas tendientes a reordenar las variables económicas. Sin embargo, la alta inflación y la depreciación de la moneda obligaron al gobierno a la re-implementación de medidas excepcionales, tales como los controles de cambio que habían sido eliminados entre 2015 y 2016.

Adicionalmente, durante el año 2020, la nueva administración del Sr. Fernández tuvo que hacer frente a la pandemia de Covid-19 imponiendo una serie de medidas que afectaron a la economía argentina. Actualmente, la economía de Argentina permanece vulnerable e inestable, a pesar de los esfuerzos del Gobierno Nacional para contener la inflación y la inestabilidad cambiaria, reflejada por las siguientes condiciones económicas: la inflación y el gasto público se mantienen altos y podrían continuar en niveles similares. El PBI argentino aumentó 1,9% durante el cuarto trimestre de 2022, el desempleo y el empleo informal siguen siendo altos (de acuerdo con los datos publicados por el INDEC, el desempleo durante el cuarto trimestre del 2022 fue de 6,3%, la deuda soberana medida en términos de PBI sigue siendo alta, las inversiones, medidas en términos porcentuales del PBI, siguen siendo muy bajas para sostener cualquier perspectiva de crecimiento.

Una disminución de la demanda internacional de productos argentinos, la pérdida de competitividad de los productos y servicios argentinos con respecto a otros mercados, una disminución de la confianza entre los consumidores e inversionistas locales y extranjeros, la imposibilidad del gobierno de disminuir la tasa de inflación y las incertidumbres políticas futuras, factores macroeconómicos externos, inestabilidad política, la imposibilidad de cumplir con el Programa del FMI, la imposibilidad de bajar el gasto público, renegociar la deuda interna, entre otros factores, podrían afectar el desarrollo de la economía argentina.

La volatilidad de la economía argentina y de las medidas adoptadas por el gobierno argentino ha tenido y se espera que siga teniendo un gran impacto sobre nosotros. No podemos proporcionar ninguna garantía de que los eventos económicos, sociales y políticos futuros en Argentina, sobre los que no tenemos control alguno, no perjudiquen nuestras condiciones comerciales y financieras ni los resultados de las operaciones.

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, a lo largo del año (i) se realizarán las elecciones presidenciales de la República Argentina; (ii) se elegirá el jefe de gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los gobernadores de 21 provincias; (iii) se renovará la mitad de la Cámara de Diputados de la Nación; (iv) se renovará un tercio del Senado de la Nación; y (v) habrá elecciones para los cargos de legisladores provinciales, intendentes y concejales municipales.

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.

No resulta posible predecir cuáles serán las medidas a adoptar por parte del nuevo Gobierno que asuma en 2023. En este sentido, hay falta de certeza respecto de cómo estos cambios podrían afectar el negocio de la Compañía.

Los acontecimientos políticos y las medidas políticas adoptadas en Argentina podrían afectar la economía del país y el sector energético en particular.

Desde que entró en funciones, la administración de Alberto Fernández anunció e implementó varias reformas económicas y políticas, incluyendo, sin limitación, las siguientes:

- Reperfilamiento de la deuda pública bajo ley argentina. El 20 de diciembre de 2019, mediante el Decreto N° 49/2019, el Poder Ejecutivo dispuso que las obligaciones de pago de amortizaciones correspondientes a ciertas Letras del Tesoro en Dólares Estadounidenses fueran postergadas en su totalidad al 31 de agosto de 2020. Adicionalmente, a través del Decreto N° 141/20 de fecha 12 de febrero de 2020, el Poder Ejecutivo dispuso la postergación del pago de la amortización correspondiente a los bonos de Argentina bajo ley local en moneda dual con vencimiento en 2020 en su totalidad al día 30 de septiembre de 2020, a la vez que se interrumpió el devengamiento de intereses. Mediante Decreto N° 346/2020 de fecha 5 de abril de 2020, la actual administración dispuso diferir los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de la deuda pública nacional instrumentada mediante títulos denominados en Dólares Estadounidenses emitida bajo ley argentina (excepto por algunas exenciones) hasta el 31 de diciembre de 2020, o aquella fecha anterior, tal como pueda ser determinada por el Ministerio de Economía. Adicionalmente, con fecha 4 de agosto el Congreso de la Nación aprobó un proyecto de ley para la reestructuración de deuda pública emitida bajo ley argentina, con el objetivo de darle a los acreedores locales, un trato similar al conseguido en el acuerdo de reestructuración con ciertos acreedores bajo ley extranjera. Luego, el 18 de agosto de 2020 y a través de la Resolución N° 381/2020, el Ministerio de Economía dio inicio al período de aceptación de la oferta de la reestructuración. Posteriormente, tras finalizar el período de adhesión temprana, el 4 de septiembre de 2020 el gobierno argentino comunicó que la invitación de canje de títulos denominados en moneda extranjera emitidos bajo ley argentina tuvo una aceptación equivalente al 98,80% del monto total de capital pendiente de todos los títulos elegibles. A su vez, un grupo de acreedores de títulos en moneda extranjera que había quedado fuera de la reestructuración que tuvo lugar en 2020, ingresó al canje en 2021 por un monto adicional de 42,5 millones de dólares estadounidenses, logrando así un porcentaje de aceptación del 99,65% del monto total.

El 9 de marzo de 2023, el Gobierno argentino llevo a cabo el canje voluntario de su deuda soberana en moneda local. El canje cerró con una aceptación del 64% de los títulos elegibles logrando

extender vencimientos por \$4.34 billones. Para los vencimientos de abril, mayo y junio de 2023 el nivel de aceptación alcanzó el 61,5%, mientras que para marzo de dicho año (incluyendo la operación realizada en enero) la participación superó el 72%. El Tesoro afrontaba vencimientos por \$ 0,8 billones en marzo, \$2,5 billones en abril, \$ 2,1 billones mayo y \$2,5 en junio de 2023. Tras el canje, logró reducir los vencimientos proyectados a \$ 0,6 billones, \$ 1,0 billones, \$ 0,9 billones y \$ 0,8 billones, respectivamente. Los nuevos instrumentos colocados tienen una vida promedio superior a los 18 meses, mientras que las últimas dos operaciones de conversión (realizadas en noviembre de 2022 y enero de 2023) los instrumentos tenían una vida promedio de 8,9 y 7,9 meses, respectivamente.

- Canje obligatorio de deuda para el sector público: Con fecha 23 de marzo de 2023, mediante decreto 163/2023, el cual establece que los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de las letras denominadas en dólares estadounidenses emitidas en el marco de los Decretos Nros. 622 del 17 de septiembre de 2021, 576 del 4 de septiembre de 2022 y 787 del 27 de noviembre de 2022 serán reemplazados, a la fecha de su vencimiento, por nuevos títulos públicos cuyas condiciones serán definidas, en conjunto, por las secretarías de Finanzas y Hacienda. A su vez, mediante decreto 164/2023 se dispuso que las Jurisdicciones, Entidades y Fondos alcanzados, deberán proceder a la venta o subasta de sus tenencias de los títulos públicos nacionales denominados y pagaderos en dólares estadounidenses bajo legislación local. A su vez, se dispuso que las tenencias de los títulos bajo legislación extranjera que se encuentren en poder de las Jurisdicciones, Entidades y Fondos alcanzados por lo establecido en el primer párrafo, deberán ser entregadas en canje al Tesoro Nacional por los títulos públicos emitidos. Por último, se autorizó la emisión de títulos públicos pagaderos en pesos del Tesoro Nacional por hasta el monto que resulte necesario para el canje.

- Ley de Fortalecimiento de la Sostenibilidad de la Deuda Pública. Con fecha 3 de marzo de 2021 entró en vigencia la Ley N° 27.612 (conforme fuera enmendada y/o complementada por el decreto 131/2021 y la ley 27.668) de Fortalecimiento de la Sostenibilidad de la Deuda Pública que establece que la Ley de Presupuesto General de la Administración Nacional de cada ejercicio deberá prever un porcentaje máximo para la emisión de títulos públicos en moneda extranjera y bajo legislación y jurisdicción extranjeras respecto del monto total de las emisiones de títulos públicos autorizadas para ese ejercicio. Asimismo, dicha ley dispone que toda emisión de títulos públicos en moneda extranjera y bajo legislación y jurisdicción extranjeras que supere dicho porcentaje y todo programa de financiamiento u operación de crédito público realizados con el FMI, así como también cualquier ampliación de los montos de esos programas u operaciones, requerirá de una ley del Congreso de la Nación que lo apruebe expresamente, y no podrán tener como destino el financiamiento de gastos primarios corrientes, a excepción de los gastos extraordinarios previstos en el artículo 39 de la Ley N° 24.156 de Administración Financiera.

A la fecha de este Prospecto, no se puede predecir el impacto que estas medidas y cualquier otra medida que el Estado Nacional pueda adoptar en el futuro tendrán sobre la economía argentina en general y el sector energético en particular. Algunas de las medidas propuestas por el Estado Nacional han generado y pueden generar oposición política y social, lo cual a su vez puede evitar que el Estado Nacional adopte esas medidas tal como las propuso.

La incertidumbre política en Argentina relacionada con las medidas que adopte el Estado Nacional

con respecto a la economía del país podría volatilizar los precios de mercado de los títulos de empresas argentinas. No es posible ofrecer ninguna garantía sobre qué políticas implementará el Estado Nacional ni asegurar que los acontecimientos políticos en Argentina no afectarán la situación patrimonial ni los resultados las operaciones de la Compañía.

No se puede asegurar cual será el efecto de las medidas implementadas mediante el dictado de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y sus posteriores reglamentaciones y que las mismas no puedan afectar adversamente nuestras operaciones, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones.

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

Por medio de esta ley, entre otras cuestiones, facultó al Poder Ejecutivo a establecer el precio de las tarifas de electricidad y gas natural, a intervenir administrativamente al ENRE y al ENARGAS, a aumentar las alícuotas de impuesto a los bienes personales y a crear el “Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria” (PAIS).

La ley de Solidaridad y Reactivación Productiva da amplias facultades por lo que se desconocen y es imposible predecir las futuras medidas que podrían ser adoptadas por la administración a nivel nacional o provincial en la economía argentina y en la capacidad de Argentina para cumplir con sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente nuestros negocios, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones. Además, no podemos asegurar que los acontecimientos económicos, regulatorios, sociales y políticos en Argentina no continuarán afectando nuestros negocios, nuestra condición financiera o los resultados de nuestras operaciones.

La economía argentina todavía es vulnerable y cualquier caída significativa podría afectar adversamente los resultados de nuestras operaciones.

La economía argentina ha experimentado una considerable volatilidad en las últimas décadas, caracterizada por períodos de bajo o nulo crecimiento, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda. El crecimiento económico sostenido en Argentina depende de varios factores, incluida la demanda internacional de exportaciones argentinas, la estabilidad y la competitividad del Peso frente a otras divisas, la confianza entre los consumidores y los inversores nacionales e internacionales, un índice de inflación estable y niveles de empleo estables, control del déficit fiscal, y las circunstancias de los socios regionales de Argentina.

La economía argentina continúa siendo vulnerable e inestable a pesar de los esfuerzos del gobierno argentino por combatir la inflación y la inestabilidad cambiaria, tal como lo reflejan las siguientes condiciones económicas:

- La inflación continúa siendo alta y puede continuar en niveles similares o superiores en el futuro; de acuerdo con un informe publicado por el INDEC, la inflación acumulada medida según el índice de precios al consumidor fue de 53,8% durante el año 2019, de 36,1% durante el año 2020, de 50,9% durante el año 2021, de 94,8% durante el año 2022, de 6,0% durante enero de 2023, de 6,6% durante febrero de 2023 y 7,7% durante marzo de 2023;
- De acuerdo con datos publicados por el INDEC, el PBI correspondiente a 2019 cayó un 2,0% respecto del año 2018, el PBI correspondiente a 2020 cayó un 9,9% respecto del año 2019, el PBI correspondiente a 2021 aumento un 11,9% respecto del año 2020 y el PBI correspondiente al cuarto trimestre de 2022 disminuyó un 1,5% respecto del tercer trimestre de 2022. El comportamiento del PBI de la Argentina ha dependido en gran medida de los altos precios de los productos básicos que, a pesar de tener una tendencia a largo plazo favorable, son volátiles a corto plazo y exceden el control del Gobierno Argentino y del sector privado. La deuda pública de Argentina como un porcentaje del PBI continúa siendo elevada, a pesar de los procesos de reestructuración llevados adelante desde el año 2020 y hasta la fecha;
- El aumento discrecional del gasto público ha generado y podría continuar generando déficit fiscal;
- La inversión como porcentaje del PBI continúa siendo muy baja;
- Podrían llevarse a cabo una cantidad significativa de manifestaciones o huelgas, como sucedió en el pasado, que podrían afectar adversamente los distintos sectores de la economía argentina;
- El suministro de energía o gas natural podría no ser suficiente para abastecer la actividad industrial (limitando así el desarrollo industrial) y el consumo interno;
- El desempleo y el empleo informal continúan siendo elevados; según el INDEC, la tasa de desocupación durante el cuarto trimestre de 2022 fue de 6,3%; En el clima creado por las condiciones mencionadas anteriormente, hizo aumentar la demanda de divisas, por lo que se introdujeron controles a los efectos de frenar la fuga de capitales, durante 2022 el peso se devaluó un 44,44%, el índice accionario S&P Merval de Buenos Aires terminó con un beneficio en pesos de 45,9%. El tipo de cambio nominal divisa mayorista al cierre de los ejercicios 2020, 2021 y 2022, fue de Ps. 84,14, 102,75 y 177,12 por cada Dólar, respectivamente, y de Ps. 214,68 por cada Dólar al 13 de abril de 2023; y
- La capacidad de reperfilamiento de la deuda en pesos contraída por la Argentina es incierta.

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

En junio de 2021, la compañía ponderadora de índices de mercados de valores, MSCI Inc., reclasificó a la República Argentina a la categoría de Mercado Independiente (Standalone Market) abandonando la categoría de Mercado Emergente que mantuvo desde 2019. No se puede asegurar el efecto que esta nueva calificación, que implica una baja respecto de la clasificación anterior de la Argentina, pueda tener en la economía Argentina.

Como en el pasado reciente (véase, *Capítulo VI. Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con Argentina – Somos altamente dependientes de las condiciones macroeconómicas de Argentina*”), la economía argentina puede resultar afectada adversamente si las presiones

sociales y políticas impiden la implementación por parte del gobierno argentino de políticas diseñadas para controlar la inflación bajar déficit fiscal, promover inversiones productivas, generar crecimiento y mejorar la confianza de los inversores y consumidores, o si las políticas implementadas por el gobierno argentino diseñadas para alcanzar esos objetivos no son exitosas. Estos sucesos podrían afectar en forma sustancialmente adversa la situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Cualquier caída del crecimiento económico, una mayor inestabilidad económica o una expansión de las medidas y políticas económicas tomadas por el gobierno argentino para controlar la inflación o abordar otros sucesos macroeconómicos que afecten a las entidades del sector privado, como nosotros, sucesos que exceden el control de ésta, podrían tener un efecto adverso sobre nuestra situación financiera o los resultados de nuestras operaciones.

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

El gobierno argentino ha incumplido con los pagos de sus instrumentos de deuda soberana en el pasado. Como resultado, el gobierno argentino puede no tener acceso al financiamiento internacional, o su acceso puede ser costoso, lo que puede limitar su capacidad para realizar inversiones y fomentar el crecimiento económico. Además, las empresas del sector privado del país también pueden tener dificultades para acceder al financiamiento internacional o para acceder a precios razonables, como ha ocurrido en ocasiones anteriores.

Durante el año 2020, el gobierno argentino llevó a cabo negociaciones con acreedores de la deuda Argentina tanto bajo legislación extranjera como legislación argentina, a los efectos de lograr un camino para la sostenibilidad de la deuda de Argentina. Luego de diversas negociaciones, el 31 de agosto de 2020, el gobierno argentino anunció que había obtenido los consentimientos requeridos para canjear el 99,01% del monto total de capital pendiente de todas las series de Bonos Elegibles bajo ley extranjera, tras lo cual se consumó el canje. Por su parte, el 4 de abril de 2022 se concluyó definitivamente el canje de deuda externa bajo ley local. La adhesión de los bonistas privados logró alcanzar el 99,75%.

Adicionalmente, en junio de 2018 el gobierno argentino y el FMI firmaron un acuerdo de préstamo a tres años por valor de 50.000 millones de dólares, que se modificó a 57.100 millones de dólares, reprogramándose los desembolsos, con un anticipo de aproximadamente US\$13.400 millones hasta diciembre de 2018, totalizando US\$28.400 millones para el año 2018, y unos US\$22.650 millones en 2019. Sin embargo, el FMI suspendió los desembolsos después de septiembre de 2019, cancelando el programa; por lo tanto, el monto total desembolsado al cierre de 2019 ascendía a aproximadamente US\$ 44.500 millones (el "[Acuerdo FMI 2018](#)"). Tras un informe del FMI en febrero de 2020 en el que se afirmaba que la deuda de Argentina podría no ser sostenible, el gobierno argentino solicitó iniciar conversaciones con el FMI para renegociar el Acuerdo FMI 2018.

A fines de mayo de 2021 se venció el pago de US\$ 2.420 millones que, el entonces ministro de

Economía, Axel Kicillof, logró reestructurar en 2014 con el Club de París. Recientemente, el Gobierno Nacional entabló conversaciones con el Club de París para renegociar su deuda con dicho organismo, en razón del vencimiento establecido para el 30 de mayo de 2021 por un total de US\$ 2.420 millones, que tiene un período de gracia de 60 días. Con fecha 23 de junio de 2021, el Ministro de Economía Martín Guzmán anunció que el Gobierno Nacional alcanzó un acuerdo con el Club de París para evitar caer en default y poder seguir renegociando hasta el 31 de marzo de 2022. En razón de dicho acuerdo, el Gobierno Nacional deberá pagar un total de US\$ 430 millones, a cuenta del capital de la deuda total, en dos partes: el 31 de julio de 2021 y el 28 de febrero de 2022. Respecto de los intereses devengados y no pagados, serán incluidos en la renegociación que se estima alcanzar antes del 31 de marzo de 2022. El 28 de julio de 2021, se realizó un primer pago de US\$ 226 millones.

Con fecha 28 de octubre de 2022, el actual Ministro de Economía, Sergio Massa, anunció un nuevo acuerdo con el Club de París. El acuerdo es una adenda al firmado en 2014 por el entonces Ministro de Economía Axel Kicillof 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.

El 23 de agosto de 2021 el FMI repartió entre todos sus miembros alrededor de US\$ 650.000 millones por derechos especiales de giro, la moneda del organismo, de los cuales Argentina recibió US\$ 4.355 millones. Con ese dinero, el país incrementará sus reservas y contará eventualmente con los fondos necesarios para cumplir con el pago de compromisos en dólares con los organismos internacionales para lo que resta del año.

El 3 de marzo de 2022, el gobierno argentino y el FMI anunciaron que se llegó a un acuerdo a nivel del personal técnico. El acuerdo se basa en lo que se conoce como Servicio Ampliado del FMI, que incluye 10 revisiones que se realizan de manera trimestral durante dos años y medio (el “Acuerdo SAF”). El 19 de septiembre de 2022, el personal técnico del FMI y las autoridades argentinas han llegado a un acuerdo a nivel de personal técnico sobre un marco macroeconómico actualizado y las políticas asociadas necesarias para completar la segunda revisión bajo el Acuerdo SAF de 30 meses de Argentina.

El 7 de octubre de 2022 el FMI aprobó la segunda revisión del Acuerdo SAF y autorizó el desembolso de aproximadamente US\$ 3.900 millones. En diciembre de 2022, El directorio del FMI aprobó las metas del tercer trimestre (julio a septiembre de 2022) y autorizó un desembolso aproximado de US\$ 6.000 millones. Con fechas 30 de enero y 1 de febrero de 2023, el Gobierno realizó pagos de US\$ 1.400 millones al FMI. En el supuesto en que el Estado Nacional no cumpla con los compromisos y metas económicas y fiscales acordadas con el FMI, o que el acuerdo no sea aprobado por el Directorio Ejecutivo del FMI, la Argentina podría verse en situación de default respecto a la deuda contraída con el FMI y, en consecuencia, su situación financiera y económica podrían verse adversamente afectadas

Por último, el 13 de marzo de 2023 el FMI publicó un comunicado de prensa donde atendiendo al impacto cada vez más severo de la sequía, anunció que el personal técnico del FMI y las

autoridades argentinas llegaron a un acuerdo a nivel de personal técnico para modificar el objetivo de acumulación de reservas internacionales netas para 2023. El 1 de abril de 2023 el Directorio Ejecutivo del FMI aprobó la cuarta revisión del programa con Argentina. Consecuentemente, la Argentina recibió un desembolso inmediato de US\$ 5.400 millones, lo que, a la fecha del presente prospecto, sitúa el total de desembolsos en el marco del acuerdo en alrededor de US\$28.900 millones. Sin perjuicio de ello, a los efectos de amortiguar parcialmente el impacto del severo shock climático, el FMI también aprobó flexibilizaciones a la meta de acumulación de reservas.

A la fecha del presente Prospecto no se puede predecir con exactitud los efectos que pueda tener la falta de éxito, en la economía y situación financiera argentina y, en consecuencia, en la situación financiera de la Compañía; pero ello podría afectar negativamente la capacidad del gobierno argentino de emitir títulos de deuda u obtener términos favorables cuando surja la necesidad de acceder a los mercados de capitales internacionales y, en consecuencia, la capacidad de la Compañía para acceder a estos mercados también podría ser limitada.

Las fluctuaciones significativas en el valor del peso podrían afectar la economía argentina y nuestro desempeño financiero.

Las fluctuaciones en el valor del Peso también pueden afectar de manera adversa la economía argentina, los negocios, la situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones. Una porción importante de nuestros ingresos e inversiones está vinculada al Dólar. Por lo tanto, estamos expuestos a riesgos asociados con las fluctuaciones del Peso respecto del Dólar, debiendo tenerse presente que, desde enero de 2002, el valor del Peso ha fluctuado significativamente. La devaluación del Peso puede tener un impacto negativo sobre la capacidad de determinadas empresas argentinas de pagar sus deudas en moneda extranjera, puede generar inflación, reducir sustancialmente los salarios en términos reales y poner en peligro la estabilidad de los negocios, como los nuestros, cuyo éxito depende en mayor medida de la demanda del mercado interno, pudiendo también afectar adversamente la capacidad del Gobierno Nacional de pagar sus obligaciones de deuda externa. De acuerdo al tipo de cambio informado por la Comunicación “A” 3500 del Banco Central, la devaluación del Peso Argentino respecto al Dólar Estadounidense ascendió a un total de 17,55% en 2016, 15,21% en 2017, 50,94% en 2018, 36,67% en 2019, 28,87% en 2020, 17,56% en 2021 y 44,44% en 2022.

Para más información sobre el actual marco regulatorio de los controles cambiarios, véase la sección “*Capítulo XVI. Información Adicional – Controles de Cambio*” y “*Capítulo VI. Factores de Riesgo. Riesgos relacionados con la Argentina – Los controles cambiarios y las restricciones en el ingreso y salida de capitales podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional, afectando negativamente la economía argentina, y, como resultado de ello, nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones*” en este Prospecto. Adicionalmente, el Gobierno Nacional profundizó restricciones ya existentes e introdujo nuevas limitaciones para acceder al mercado de cambios. La reinstauración de los controles cambiarios en Argentina trajo como consecuencia la profundización de la brecha entre el tipo de cambio oficial y el valor de algunas operaciones de mercado de capitales frecuentemente utilizadas para la obtención de dólares (Dólar “MEP” y “contado con liquidación”), llegando el valor de dichas operaciones a superar en casi un 90% al tipo de cambio oficial a la fecha del presente Prospecto.

El entorno macroeconómico argentino en el que operamos se vio afectado por la depreciación

antes mencionada, lo que tuvo efecto en nuestra situación financiera y económica. Si el Peso se depreciara aún más, volverían a producirse todos los efectos negativos sobre la economía argentina asociados a dicha depreciación, con consecuencias adversas para nuestros negocios, situación patrimonial y resultados de nuestras operaciones.

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

Por otra parte, la futura recaudación impositiva y resultados fiscales de la República Argentina podrían ser insuficientes para cumplir con sus obligaciones de servicio de deuda, y el país podría verse obligado a depender en parte de financiación adicional de los mercados de capitales locales e internacionales, el FMI y otros acreedores potenciales, para cumplir sus obligaciones de servicio de deuda futuras. En el futuro, la República Argentina podría no ser capaz o no estar dispuesta a acceder a los mercados de capitales internacionales o locales, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre la capacidad de la República Argentina de cumplir con los pagos de su deuda pública pendiente, y a su vez podría afectar en forma significativa y adversa la situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

La alta inflación constante podría continuar teniendo un efecto negativo en la economía argentina y en nuestro desempeño financiero.

Las elevadas tasas de inflación actualmente debilitan significativamente la economía argentina y la capacidad del gobierno de promover las condiciones que podrían permitir un crecimiento estable. En los últimos años, la Argentina se ha enfrentado a presiones inflacionarias, evidenciadas por precios significativamente más altos de combustible, energía y alimentos, entre otros factores.

Durante 2020, el índice de inflación medido por el IPC del INDEC fue del 36,1%. El IPC para 2021 fue del 50,99%, mientras que el IPC para 2022 fue de 94,8%. Adicionalmente, el IPC para el mes de enero, febrero y marzo de 2023 fue de 6,0%, 6,6% y 7,7%, respectivamente. En el pasado, el gobierno argentino implementó programas para controlar la inflación y controlar los precios de bienes y servicios esenciales, incluido los intentos de congelamiento de precios de ciertos productos de supermercado y acuerdos de precios realizados entre el gobierno argentino y empresas del sector privado de diversas industrias y mercados, que no trataron las causas estructurales de la inflación y fracasaron en los intentos por reducirla.

Los altos índices de inflación afectan la competitividad de Argentina en el exterior, la desigualdad social y económica, lo que impacta en forma negativa sobre el empleo, el consumo y el nivel de actividad económica y debilita la confianza en el sistema bancario nacional, lo que podría a su vez limitar la disponibilidad y el acceso de empresas locales a créditos nacionales e internacionales. A su vez, una parte de la deuda argentina está ajustada según el Coeficiente de Estabilización de Referencia (“CER”), un índice monetario estrechamente relacionado con la inflación. Por lo tanto, cualquier aumento significativo de la inflación ocasionaría un incremento

de la deuda externa argentina y, consecuentemente, de las obligaciones financieras del país, lo cual podría exacerbar la presión sobre la economía argentina.

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

Las tasas de inflación podrán continuar siendo altas o aumentar en el futuro y existe incertidumbre sobre los efectos que podrían tener las medidas adoptadas, o que pudiera adoptar en el futuro el gobierno argentino para controlar la inflación. Si la inflación continúa siendo alta o continúa creciendo, la economía argentina podría continuar viéndose negativamente afectada y nuestros resultados de operaciones se verían significativamente afectados.

La credibilidad de varios índices económicos de Argentina ha sido cuestionada, lo que podría llevar a una falta de confianza en la economía argentina y podría a su vez limitar nuestra capacidad para acceder a un crédito y a mercados de capital.

Desde 2007, el INDEC ha experimentado un proceso de reformas institucionales y metodológicas que dieron lugar a una controversia respecto de la confiabilidad de la información que proporcionaba incluyendo la inflación, el PBI y datos de desempleo. En consecuencia, la credibilidad del IPC, así como de otros índices publicados por el INDEC se vieron afectados, con afirmaciones de que la tasa de inflación en Argentina y otras tasas calculadas por el INDEC podían ser significativamente diferentes a las indicadas en los informes oficiales.

Los informes publicados por el FMI estipularon que sus empleados utilizan medidas de inflación alternativas para las encuestas macroeconómicas, incluyendo datos suministrados por fuentes privadas que demostraron tasas de inflación más altas que las publicadas por el INDEC desde 2007. El FMI asimismo censuró a Argentina por no realizar un avance suficiente según lo requerido por el Convenio Constitutivo del FMI, en la adopción de medidas reparadoras para tratar la calidad de la información oficial, incluyendo la inflación y los datos del PBI.

El 8 de enero de 2016, sobre la base de la determinación de que el INDEC no había generado información estadística confiable, en especial respecto del IPC, el PBI, los datos de comercio exterior y pobreza, el gobierno de Macri declaró el estado de emergencia administrativa en el sistema estadístico nacional y en el INDEC, hasta el 31 de diciembre de 2016.

En junio de 2016 el INDEC retomó las publicaciones del IPC y los datos modificados del PBI para los años 2006 a 2015.

En noviembre de 2016, los directores ejecutivos del FMI levantaron la moción de censura, argumentando que Argentina había reiniciado la publicación de información de forma consistente con sus obligaciones bajo el Convenio Constitutivo del FMI, habilitando a la Argentina a acceder nuevamente a los préstamos del FMI.

A pesar de las nuevas estadísticas sobre inflación y de otro tipo la Emisora no puede asegurar a los inversores que en el futuro no se tomarán medidas que afecten el sistema nacional de estadísticas, y en consecuencia la economía argentina, en particular deteriorando la confianza

de los consumidores e inversores, lo cual podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestros negocios, resultados de operaciones ya situación patrimonial.

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

En el pasado reciente, el gobierno argentino ha intervenido directamente en la economía, incluso a través de la implementación de expropiaciones o nacionalizaciones y controles de precios.

Algunas de las intervenciones que más impacto tuvieron fueron:

- Reemplazo del sistema de fondos de jubilaciones y pensiones: en 2008 se absorbió y reemplazó el anterior sistema de fondos de jubilaciones y pensiones privadas por un sistema de jubilaciones y pensiones de reparto. Por lo tanto, todos los recursos administrados por el sistema privado de jubilaciones y pensiones, incluidas las participaciones significativas en una amplia gama de sociedades cuyas acciones cotizan en bolsa, fueron transferidos al Fondo de Garantía de Sustentabilidad, o el “FGS” para que sean administrados por la “ANSES”. Desde que adquirió participaciones en sociedades privadas a través del proceso de reemplazo del sistema de jubilaciones y pensiones, el ANSES tiene derecho a designar representantes del gobierno en el directorio de esas entidades.
- Reglamentaciones relacionadas con el mercado de capitales local: en diciembre de 2012 y agosto de 2013, el Congreso Nacional estableció nuevas reglamentaciones relacionadas con los mercados de capitales locales. En general, estas reglamentaciones permitieron una mayor intervención del estado nacional en los mercados de capitales, por ejemplo, autorizando por ejemplo a la CNV a designar veedores con facultades de vetar, bajo ciertas circunstancias, las decisiones del directorio de sociedades listadas en mercados autorizados. El 9 de mayo de 2018, bajo la administración de Mauricio Macri, el congreso nacional aprobó la ley N° 27.440 (conocida como “Ley de Financiamiento Productivo”) que reformó la Ley de Mercado de Capitales y, entre otros cambios significativos, eliminó dichas facultades intervencionistas.
- Expropiación de YPF: en mayo de 2012, el Congreso de la Nación sancionó una ley que dispuso la expropiación del 51% del capital social de YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A.) la petrolera más importante de Argentina, cuyas acciones estaban en poder de Repsol, S.A. y sus afiliadas.
- Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva. Fijación de Tarifas: mediante la sanción de la ley 27.541, se dispuso el congelamiento de los cuadros tarifarios de electricidad y gas natural. Asimismo, se estableció la intervención de los entes reguladores de electricidad y gas. No es posible determinar si en el futuro se establecerán legislaciones similares que pudieran determinar el valor de nuestros servicios, afectando nuestro negocio.
- Expropiación de Vicentin: El 9 de junio de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 522/2020 la administración de Alberto Fernández declaró la intervención transitoria de la empresa Vicentin S.A.I.C. por un plazo de 60 días, con el fin de asegurar la continuidad de las actividades de la empresa, la conservación de los puestos de trabajo y la preservación de sus activos y patrimonio. Asimismo, el Gobierno Nacional había dispuesto la remisión al Congreso Nacional de un

proyecto de ley para declarar a la empresa de utilidad pública y sujeta a expropiación. No obstante, el 31 de julio de 2020, a través del Decreto N°636/2020, el PEN dispuso la derogación del Decreto N°522/2020 que establecía la intervención transitoria de la empresa Vicentin S.A.I.C.

- Declaración de las TIC como servicio público: El 21 de agosto de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 690/2020, se declaró el carácter de servicio público de los servicios de las TIC y de la telefonía móvil en todas sus modalidades. Adicionalmente estableció que los precios de estos servicios serán regulados por el Ente Nacional de Comunicaciones y congeló las tarifas, anunciadas desde el 31 de julio y hasta el 31 de diciembre de 2020 por los licenciatarios TIC, en el marco de la emergencia ampliada por el Decreto N° 260/2020
- Reforma previsional: El 29 de diciembre de 2020, mediante la Ley 27.609, se promulgó una reforma previsional que formaliza la aplicación de un ajuste trimestral de los haberes previsionales con una fórmula que combina un 50% de la recaudación de la ANSES y otro 50% de la variación salarial.

El gobierno argentino podría reestablecer reglamentaciones que deriven en una mayor intervención estatal. Los economistas del sector privado coinciden en informar que las expropiaciones, los controles de precios, los controles cambiarios y otras medidas de intervención directa en la economía tuvieron un impacto adverso sobre el nivel de inversión en Argentina, el acceso de empresas argentinas a los mercados internacionales de capitales y las relaciones comerciales y diplomáticas de Argentina con otros países.

En el futuro el nivel de intervención en la economía por parte del gobierno argentino podría continuar o aumentar y ello podría afectar negativamente la economía argentina. Por lo tanto, nuestra actividad, el resultado de las operaciones y la capacidad de hacer frente a nuestras obligaciones está sujeto a incertidumbres políticas, incluyendo el riesgo de expropiación o nacionalización de nuestro negocio o activos, o estar sujeto a la renegociación o anulación de contratos existentes y otro riesgo similar.

Los controles cambiarios y las restricciones en el ingreso y salida de capitales podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional, afectando negativamente la economía argentina, y, como resultado de ello, nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

En el pasado el gobierno argentino ha implementado controles sobre la venta de moneda extranjera, limitando las transferencias de fondos al exterior. Particularmente, desde el 1 de septiembre de 2019, ante diversos factores que impactaron en la evolución de la economía doméstica y la incertidumbre provocada en los mercados financieros, el gobierno nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 609/2019 junto con la Comunicación “A” 6770 del Banco Central (modificada y complementada por varias comunicaciones posteriores incluyendo, sin limitación, el texto ordenado dispuesto por la Comunicación 7490 “A” del Banco Central) mediante las cuales se estableció, inicialmente, hasta el 31 de diciembre de 2019, entre otras medidas, la prohibición de acceder al mercado de cambios para el pago de deuda y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, y para operaciones concertadas a partir del 1° de septiembre de 2019. Mediante el Decreto N° 91/2019 y las Comunicaciones “A” 6854 y 6856 del Banco Central, se dispuso la continuación de los controles cambiarios por tiempo indeterminado. Para más información sobre los controles de cambio vigentes a la fecha del

presente, por favor véase la sección “*Capítulo XVI. Información Adicional – Controles de Cambio*” del presente Prospecto.

Mediante la Comunicación “A” 7106 de fecha 15 de septiembre de 2020 (según fuera modificada de tiempo en tiempo, la “Comunicación “A” 7106”) el BCRA estableció que quienes registren vencimientos de capital de deuda financiera por un monto mayor al equivalente a US\$ 2 millones por mes calendario, hasta el 31 de diciembre de 2021 (conforme fuera prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2023, por medio de la Comunicación “A” 7621), deberán refinanciarlos. En este sentido, el BCRA dará acceso al mercado de cambios en los plazos originales por un monto de hasta 40% de los vencimientos -o superior, sólo si se cumplen determinadas condiciones- y deberá refinanciarse el resto del capital a un plazo de, como mínimo, dos años de vida promedio.

Como consecuencia de la nueva regulación de control de cambios que estableció el BCRA, se generó nuevamente un mercado paralelo para la negociación del dólar estadounidense en el cual, a la fecha del presente, el tipo de cambio peso/dólar estadounidense difiere significativamente del tipo de cambio oficial. La capacidad de la Compañía de efectuar pagos de capital y/o intereses sobre obligaciones contraídas en moneda extranjera podría verse significativamente afectada por devaluaciones cambiarias (repetidas o sostenidas en el tiempo), mayores controles de cambio, desdoblamiento cambiario y/o fluctuaciones en los tipos de cambio.

Asimismo, los controles de cambio introducidos desde septiembre de 2019, y que han sido reforzados hasta el momento, incidieron en el régimen de importación de bienes a la República Argentina y en el pago de esas importaciones. Los importadores están obligados a declarar a la Aduana, en el término de 90 días, el ingreso de bienes importados pagados por anticipado adquiridos a proveedores no relacionados. En cambio, el pago anticipado de importaciones a proveedores relacionados con el importador requiere de la autorización previa del Banco Central. Los importadores pueden acceder al mercado de cambios para efectuar el pago de los bienes importados o para satisfacer obligaciones de deuda denominadas en moneda extranjera relacionadas con el financiamiento de la importación, única y exclusivamente en tanto se cumplan ciertas condiciones, las que incluyen el requisito de declarar y registrar los bienes en el sistema de Seguimiento de Pagos de Importaciones. Por favor, véase la sección “*XVI. Información Adicional - Controles de Cambios*” en este Prospecto para más información.

A la fecha de este de Prospecto las restricciones descritas anteriormente permanecen vigentes. Dichas medidas pueden afectar negativamente la competitividad internacional de Argentina, desalentando las inversiones extranjeras y los préstamos de inversores extranjeros o aumentando la salida de capital extranjero, lo cual podría tener un efecto adverso en la actividad económica en Argentina, y que a su vez podría afectar negativamente nuestro negocio y el resultado de nuestras operaciones. No podemos asegurar que se impongan más restricciones y controles de cambio, incluyendo el desdoblamiento en el tipo de cambio. Cualquier restricción a la transferencia de fondos al exterior podría causar demoras o imponer restricciones a la capacidad de los inversores no residentes para cobrar los pagos de capital e intereses de nuestras obligaciones negociables. Para mayor información véase “*XVI. Información Adicional - Controles de Cambios*” del Prospecto.

La economía argentina podría verse afectada negativamente por los sucesos económicos en otros mercados.

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

La economía argentina sigue siendo vulnerable a los embates externos que se pueden generar por sucesos adversos en la región o a nivel mundial. Una baja significativa en el crecimiento económico de cualquiera de los principales socios comerciales de la Argentina (entre ellos Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos) podría tener un impacto adverso significativo en la balanza comercial de Argentina y afectar negativamente la economía del país. En particular, la economía de Brasil, el mercado exportador más importante de Argentina y su principal fuente de importaciones, está experimentando una devaluación de su moneda y una desaceleración en su economía que puede impactar negativamente en la economía argentina. La economía argentina puede resultar afectada por el efecto “contagio”. La reacción de los inversores internacionales ante hechos que tienen lugar en un país en desarrollo a menudo pareciera seguir un patrón “contagio”, en el cual una región entera o una clase de inversión se ve desfavorecida por los inversores internacionales. En el pasado, la economía argentina ha resultado afectada adversamente por esos efectos contagio en diversas oportunidades, como fue el caso en 2008, cuando la crisis económica mundial dio lugar a una abrupta caída en la actividad económica de Argentina en 2009.

La economía argentina también puede resultar afectada por condiciones de las economías desarrolladas, como la de Estados Unidos, que son socios comerciales significativos de Argentina o tienen influencia sobre los ciclos económicos internacionales. Si las tasas de interés se incrementan significativamente en las economías desarrolladas, incluida la de Estados Unidos, Argentina y sus socios comerciales de economías en desarrollo, como Brasil, podrían encontrarse con que es más difícil y gravoso tomar capital en préstamo y refinanciar deudas existentes, lo que podría afectar adversamente el crecimiento económico en aquellos países. La reducción del crecimiento de los socios comerciales de Argentina podría tener un efecto adverso sustancial sobre los mercados de exportaciones de Argentina y, a su vez, afectar adversamente el crecimiento económico. Cualquiera de estos potenciales riesgos de la economía argentina podría tener un efecto adverso sustancial sobre los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

En julio de 2019, el Mercado Común del Sur (“MERCOSUR”) logró firmar un acuerdo de asociación estratégica con la Unión Europea. El objetivo de este acuerdo es promover las inversiones, favorecer la integración regional, aumentar la competitividad de la economía y lograr un incremento del PBI. Sin embargo, el efecto que el acuerdo podría tener en la economía argentina y en las políticas implementadas por el gobierno argentino es incierto.

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

restringido las economías a nivel mundial.

En marzo de 2020, luego del fracaso de los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (“OPEP”) y Rusia para alcanzar un acuerdo para estabilizar el mercado petrolero, Arabia Saudita decidió aumentar su producción de petróleo, inundando el mercado y lanzando una guerra de precios. Esta decisión provocó una disminución del precio del 30% del petróleo, que representa la disminución más significativa desde 1991. Esta caída en los precios internacionales del petróleo y sus derivados se agrega al entorno económico ya frágil en Argentina. El 9 de abril de 2020, Arabia Saudita, Rusia y los miembros de la OPEP acordaron reducir la producción de petróleo en 9.7 millones de barriles por día, el corte más profundo jamás acordado por los productores de petróleo del mundo. Después de eso, se acordó aumentar la producción. De igual manera, en abril de 2022, Arabia Saudí y otros productores de petróleo de la OPEP anunciaron recortes voluntarios en su producción por valor de alrededor 1,15 millones de barriles por día. La decisión se suma al recorte realizado en noviembre de 2022, cuando los países de la OPEP anunciaron recortes de producción de dos millones desde noviembre hasta fin de año, lo cual podría causar un alza en los precios. La volatilidad en el petróleo y los precios de otros productos pueden tener un efecto adverso en la economía argentina y el negocio de la Emisora.

Asimismo, no se puede asegurar el impacto y las repercusiones macroeconómicas (principalmente el impacto en el precio de las commodities, especialmente en el precio del petróleo y el gas, lo que hizo que su precio aumentara significativamente entre febrero y marzo de 2022) podría tener en la economía mundial. Para mayor información, véase *“Factores de Riesgo-Riesgos relacionados con la situación global-La economía argentina puede contraerse en el futuro debido a las condiciones internacionales, lo que podría afectar adversamente nuestras operaciones”* del presente Prospecto.

A su vez, durante 2020 y 2021, los principales mercados financieros del mundo se han visto profundamente afectados por la propagación del virus SARS-COV-2, comúnmente conocido como "coronavirus". De tal manera, la propagación de un nuevo virus podría afectar nuevamente los mercados internacionales y la economía argentina.

Durante el comienzo de 2023, se observó que importantes entidades bancarias sufrieron problemas de liquidez, dando lugar a una situación de incertidumbre que podrían afectar a la economía global. En este sentido, el 10 de marzo de 2023, Silicon Valley Bank se convirtió en el mayor banco estadounidense en quebrar desde el colapso de Washington Mutual en 2008. Dos días después, se produjo la quiebra del banco regional “Signature Bank”. Luego de que el Departamento de Servicios Financieros de Nueva York advirtiera sobre los riesgos que podría generar sobre el sistema financiero la continuidad de la entidad bancaria y, teniendo en consideración la reciente quiebra de Silicon Valley Bank, ante el temor de que Signature Bank corriera la misma suerte que Silicon Valley Bank días antes, los clientes trasladaron sus depósitos a bancos con mayor respaldo.

El gobierno de Estados Unidos, si bien decidió no rescatar a las entidades, aseguró a los depositantes que sus tenencias no se verían afectadas.

En razón de la situación que atravesaba Silicon Valley Bank, el banco estadounidense First Citizens acordó comprar todos los préstamos y depósitos del banco quebrado. Como consecuencia

de la inestabilidad en el sistema bancario iniciado en Estados Unidos, el 15 de marzo de 2023, las acciones del banco suizo Credit Suisse se desplomaron hasta un 30% y las ventas continuaron incluso después del primer intento del Banco Nacional de Suiza por detener la caída de Credit Suisse, cuando se conoció una inyección de liquidez para hacer frente a la retirada de depósitos de los clientes. Posteriormente, el banco suizo UBS acordó la compra de la totalidad del paquete accionario de Credit Suisse. Por su parte, Deutsche Bank sufrió una venta masiva de sus acciones, lo que generó preocupación al Banco Central Europeo ya que demuestra que los bancos continúan teniendo dificultades para sostener la cotización de sus acciones en las bolsas de los países desarrollados.

A la fecha del presente Prospecto, no resulta posible prever las consecuencias que podrían continuar generándose a causa de la inestabilidad del sistema bancario a nivel mundial ni tampoco el impacto que podría tener en la Emisora.

La concreción de alguno o todos los riesgos mencionados, 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, en el interés de los inversores en empresas argentinas, e, indirectamente, en las operaciones, negocios y resultados de la Emisora, así como en su capacidad de honrar sus deudas, incluyendo las Obligaciones Negociables.

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

Las relaciones laborales en Argentina se rigen por una legislación específica, como la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744 y la Ley de Convenciones Colectivas de Trabajo N° 14.250, que dictan, entre otras cosas, cómo se llevarán a cabo las negociaciones salariales y laborales. La mayoría de las actividades industriales o comerciales están reguladas por un convenio colectivo específico que agrupa a las empresas según los sectores industriales y los sindicatos. Los empleadores argentinos, tanto en el sector público como privado, han experimentado una presión considerable de sus empleados y organizaciones laborales para aumentar significativamente los salarios y proporcionar beneficios adicionales a los empleados.

En el contexto de la pandemia COVID 19, el Gobierno adoptó sendas medidas tendientes a mitigar el efecto de la pandemia en el sistema ocupacional argentino, entre otras, medidas relacionadas a prohibición de despido y el régimen conocido como “doble indemnización”.

En el futuro, el gobierno podría tomar nuevas medidas que requieran aumentos salariales o beneficios adicionales para los trabajadores y la fuerza laboral y los sindicatos pueden ejercer presión para lograr dichas medidas o que generen un aumento de los costos laborales de la Emisora. Cualquier incremento en los beneficios salariales o laborales podría originar costos adicionales y una reducción de los resultados de las operaciones para las empresas argentinas, incluidos nosotros.

Una disminución continua de los precios globales de las principales exportaciones

argentinas podría tener un efecto adverso en el crecimiento económico de la Argentina.

Los altos precios de los productos básicos han contribuido significativamente al aumento de las exportaciones argentinas desde 2002, así como a los ingresos gubernamentales provenientes de los impuestos a la exportación. Sin embargo, esta dependencia de la exportación de ciertos productos básicos, como la soja, ha hecho a la economía argentina más vulnerable a las fluctuaciones en sus precios. Desde comienzos de 2015, los precios internacionales de los productos básicos para las exportaciones argentinas de productos primarios han tendido a disminuir, lo que ha tenido un efecto adverso en el crecimiento económico de la Argentina.

Por su parte, las consecuencias de las sequías se han visto reforzadas por el histórico descenso del Río Paraná (principal afluente del país) y un gran número de focos de incendios en múltiples provincias. Los efectos en la agricultura que se derivaron de tales complicaciones ambientales provocaron y podrían seguir provocando importantes problemas económicos en el país. Como consecuencia de las sequías y los incendios hubo caídas significativas en las cosechas y recortes en los resultados proyectados. Si bien los precios internacionales de las materias primas han experimentado una recuperación, en caso de que se retorne a la tendencia a la baja o en caso de que se presenten factores climáticos futuros (incluidas, entre otras, las sequías) que puedan tener un efecto adverso en las actividades productivas de Argentina y el nivel de reservas de divisas en el BCRA, la economía argentina podría verse afectada negativamente en su conjunto. Además, las condiciones climáticas adversas pueden afectar la producción de materias primas por parte del sector agrícola, que representa una parte importante de los ingresos de exportación de Argentina. En el último semestre de 2022 se agravó la falta de precipitaciones, provocando severos daños en los principales cultivos. Por ejemplo, la cosecha de trigo de la presente campaña culminó en 12,4 millones de toneladas, 10 millones menos que en el ciclo anterior, según la Bolsa de Cereales de Buenos Aires. La Bolsa de Comercio de Rosario estima que si a las pérdidas de los productores se suman las que implica la menor cosecha (menor demanda de fletes, mano de obra, servicios financieros, etc.), las pérdidas totales para la actividad económica nacional ascienden a US\$19.000 millones, lo que equivale a 3 puntos del PBI argentino estimado para el año 2023.

Si los precios internacionales de los productos básicos agrícolas disminuyen o si la producción de dichos productos básicos disminuye, la economía de Argentina podría verse afectada negativamente. Asimismo, tales circunstancias podrían tener un impacto negativo en los ingresos fiscales del Gobierno, en la disponibilidad de divisas y en las reservas del BCRA. Cualquier acontecimiento de este tipo podría afectar adversamente la economía de Argentina y, como resultado, el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

Estas circunstancias tendrían un impacto negativo en los niveles de los ingresos gubernamentales, en las divisas disponibles y en la capacidad del gobierno para atender su deuda soberana, y podrían generar presiones recesivas o inflacionarias, dependiendo de la reacción del gobierno. Cualquiera de estos resultados afectaría negativamente el crecimiento de la economía argentina y, por lo tanto, nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

Las restricciones en el suministro de energía podrían impactar en forma negativa en la economía de Argentina.

Luego de la crisis económica de 2001-2002, el posterior congelamiento de las tarifas de gas y electricidad en pesos y la importante devaluación del peso frente al dólar estadounidense, se ha producido una falta de inversión en el suministro de gas y electricidad y en la capacidad de transporte en Argentina. Durante el mismo período, la demanda de gas natural no licuado y electricidad aumentó sustancialmente.

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

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

Los cambios en el marco regulatorio en materia de energía y el establecimiento de tarifas más altas para el suministro de gas y electricidad podrían afectar nuestra estructura de costos y aumentar los costos de operación y de servicio público. Además, el aumento significativo en el costo de la energía en Argentina podría tener un efecto adverso en la economía argentina y, por lo tanto, en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operación.

Sin perjuicio de las medidas de emergencia adoptadas por el Gobierno Nacional, véase *“Capítulo VI. Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con Argentina – No se puede asegurar cual será el efecto de las medidas implementadas mediante el dictado de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y sus posteriores reglamentaciones y que las mismas no puedan afectar adversamente nuestras operaciones, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones”* del presente Prospecto, si el gobierno federal no resuelve los efectos negativos sobre la generación, el transporte y la distribución de energía en la Argentina con respecto tanto a la oferta residencial como industrial, como resultado, en parte, de las políticas de precios de las anteriores administraciones del gobierno federal, podría debilitar la confianza y afectar negativamente a la economía y la situación financiera de Argentina y provocar disturbios sociales e inestabilidad política. Por otra parte, si la inversión necesaria para incrementar la producción de gas natural no licuado y la capacidad de generación, transporte y distribución de energía no se concreta oportunamente, la actividad económica en Argentina podría verse limitada y nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones podrían verse afectados negativamente.

Mediante la sanción de la Ley 27.541, el Congreso Nacional delegó en el Poder Ejecutivo amplias

facultades para mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y para iniciar un proceso de negociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario por hasta un plazo máximo de 180 días desde la sanción de la ley. No podemos asegurar que esta medida no generará una disminución en las inversiones o afectará los ingresos de la Emisora.

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

En los últimos años, el gobierno argentino ha recurrido al Banco Central y al ANSES para satisfacer parte de sus requisitos de financiamiento. Por otra parte, el saldo fiscal primario podría verse afectado adversamente en el futuro si el gasto público sigue aumentando a un ritmo más acelerado que el ingreso a causa de, por ejemplo, prestaciones de la seguridad social, asistencia financiera a provincias con problemas financieros y mayor gasto en obras públicas y subsidios, incluidos los subsidios a los sectores de energía y transporte. Un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar adversamente la capacidad del gobierno de acceder a los mercados financieros a largo plazo y, a su vez, limitar más el acceso de las compañías argentinas a dichos mercados. Adicionalmente, un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar la capacidad del gobierno de subsidiar a los consumidores del sector eléctrico.

Accionistas extranjeros de empresas que operan en la Argentina han iniciado procedimientos de arbitraje de inversiones contra la Argentina que han resultado y podrían resultar en laudos arbitrales y/o medidas cautelares en contra de la Argentina y sus activos y, a su vez, limitar sus recursos financieros.

En respuesta a las medidas de emergencia implementadas por el Gobierno Argentino durante la crisis económica de 2001-2002, se presentaron varios reclamos ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (“CIADI”) contra la Argentina. Los reclamantes alegan que las medidas de emergencia eran inconsistentes con las normas de tratamiento equitativo establecidas en diversos tratados bilaterales de inversión de los que la Argentina era parte en ese momento.

Los reclamantes también han iniciado reclamos ante tribunales de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (“CNUDMI”) y conforme a las normas de la Cámara de Comercio Internacional (“CCI”).

En relación con la expropiación de parte del gobierno argentino de Aerolíneas Argentinas que tuvo lugar en 2008, en julio de 2017, en una decisión dividida, un tribunal del CIADI resolvió que Argentina había violado los términos de un acuerdo bilateral de inversiones con España. Argentina solicitó la anulación del laudo. Con fecha 29 de mayo de 2019, el CIADI rechazó el pedido de Argentina y ratificó la decisión anterior. En consecuencia, se confirmó la ilegalidad de la expropiación y el Gobierno Argentino fue condenado a pagar US\$ 320,8 millones en concepto de daños y costos de representación.

Asimismo, en junio de 2019 se hizo público un reclamo ante el CIADI del grupo holandés ING, NNH y NNI *Insurance International* por la estatización decretada durante el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner del sistema de jubilación privada, realizada en 2008. Según lo

informado por el CIADI en su sitio web la demanda es por US\$500 millones.

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

La Emisora no es parte de ninguno de estos casos y, por ende, no puede garantizar que la Argentina logrará que algunos o todos estos casos sean desestimados o, en caso de emitirse laudos a favor de los reclamantes, que podrá obtener la anulación de dichos laudos. Cualquier laudo que se emita contra la Argentina podría tener un efecto adverso significativo sobre la economía argentina y, en consecuencia, afectar en forma adversa los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La falta del adecuado abordaje de los riesgos reales y percibidos de deterioro institucional y corrupción puede afectar adversamente la economía y la situación financiera de la Argentina.

La falta de un marco institucional sólido, así como también la corrupción han sido identificadas como un problema significativo para la Argentina. En el Índice de Percepciones de Corrupción de 2022 de *Transparency International*, que incluye un estudio de 180 países, la Argentina se ubicó en el puesto 94. En el “Informe de Hacer Negocios” (*Doing Business*) de 2020, en la “Ranking de Facilidad para hacer Negocios” (*Ease of doing Business Ranking*) del Banco Mundial, la Argentina se ubicó en el puesto 126 de un total de 190 países.

El gobierno argentino, reconociendo que estas cuestiones podrían aumentar inestabilidad política, distorsionar el proceso de toma de decisiones y afectar adversamente la reputación internacional de la Argentina y su capacidad para atraer inversiones extranjeras, ha anunciado varias medidas dirigidas a fortalecer las instituciones de la Argentina y reducir la corrupción. Estas medidas incluyen la reducción de las sentencias penales a cambio de cooperación con el Gobierno Nacional en investigaciones de corrupción, un mayor acceso del público a la información, el desapoderamiento de activos de funcionarios corruptos, el aumento de facultades de la Oficina Anticorrupción y la sanción de una nueva ley de ética pública, entre otras. La capacidad del Gobierno Argentino de implementar estas iniciativas es incierta dado que requeriría la intervención del poder judicial, que es un poder independiente, así como también el apoyo legislativo de los partidos de la oposición. No puede asegurarse que la implementación de dichas medidas resultará exitosa.

El entorno político de Argentina ha influido históricamente en el desempeño de la economía del país, y continúa haciéndolo. Las crisis políticas han afectado y continúan afectando la confianza de los inversores y el público en general, lo que históricamente ha generado desaceleración económica y mayor volatilidad en los títulos con riesgo argentino subyacente. La reciente inestabilidad económica de Argentina ha contribuido a una caída en la confianza del mercado en la economía de Argentina, así como al deterioro del entorno político. La debilidad de la situación macroeconómica de Argentina continuó en 2018 y se acentuó durante 2019 y el 2020, y podría incrementarse en 2023 como resultado de las medidas que introduzca el Gobierno

Nacional.

La imposibilidad de abordar en forma correcta estos riesgos reales y percibidos relativos al deterioro institucional y corrupción por parte del gobierno nacional podría afectar en forma adversa la economía y la situación financiera de Argentina, lo cual, a su vez, puede afectar en forma adversa los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

El resultado de diversas investigaciones judiciales en curso podría afectar adversamente a la economía de Argentina.

Diversas investigaciones relacionadas con denuncias de lavado de activos y corrupción conducidas por la Fiscalía Federal de la Nación han impactado negativamente en la economía y el entorno político de Argentina. Numerosos miembros de distintos organismos del gobierno argentino, así como altos ejecutivos de empresas titulares de contratos o concesiones del estado, han enfrentado o se encuentran actualmente enfrentando tales denuncias, en varios casos, han sido arrestados por varios delitos de corrupción o celebraron acuerdos de cooperación con los fiscales, y han renunciado o han sido removidos de sus cargos. El potencial resultado de dichas investigaciones en curso, resulta incierto, pero estas acciones ya han tenido un impacto negativo en la imagen y reputación de las empresas implicadas, así como en la percepción general de los mercados.

Ni Tecpetrol, ni ninguno de sus directores o funcionarios, son parte de ninguno de estos procesos, como tampoco tienen injerencia sobre tales investigaciones o denuncias y no pueden predecir si éstas derivarán en una mayor inestabilidad política y económica. Asimismo, no es posible predecir cuál será el resultado de tales denuncias ni su efecto en la economía de Argentina y, consecuentemente, en nuestras actividades y resultados de operaciones. Para mayor información sobre las políticas de transparencia de la Emisora, véase “Capítulo VII. Políticas de la Emisora – a) Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales – Política de Transparencia” del presente Prospecto.

Riesgos relacionados con la situación global

La economía argentina puede contraerse en el futuro debido a las condiciones internacionales, lo que podría afectar adversamente nuestras operaciones.

La inestabilidad financiera global y las consecuencias derivadas de la pandemia “COVID-19” pueden impactar sobre la economía argentina e impedir a la Argentina retornar al camino del crecimiento, o bien agravar la actual recesión económica con consecuencias en la balanza comercial y fiscal y el índice de desempleo.

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

economía.

Por otro lado, hay incertidumbre acerca de cómo se desarrollará la relación comercial entre los estados miembros del Mercosur, especialmente entre Argentina y Brasil. No podemos predecir el efecto sobre la economía argentina y nuestras operaciones en caso de surgir litigios entre la Argentina y Brasil, o si cualquiera de dichos países decidiera salir del Mercosur.

Además, el escenario macroeconómico global enfrenta desafíos. Hay considerable incertidumbre respecto de los efectos a largo plazo de las políticas monetarias y fiscales expansivas adoptadas por los bancos centrales y las autoridades financieras de algunas de las principales economías del mundo, incluyendo los Estados Unidos y China. Ha habido preocupación acerca de disturbios y amenazas terroristas en el Medio Oriente, Europa y África y de los conflictos que involucran a Irán, Ucrania, Siria y Corea del Norte. Asimismo, crisis económicas y sociales surgieron en varios países de América Latina durante 2019, ya que la economía en la mayor parte de la región se ha ralentizado luego de casi una década de crecimiento sostenido, entre otros factores. También ha habido preocupación acerca de la relación entre China y otros países asiáticos, que puede resultar en, o intensificar, potenciales conflictos en relación con disputas territoriales, y la posibilidad de una guerra comercial entre los Estados Unidos y China. Además, el Reino Unido se retiró de la Unión Europea (“Brexit”) el 31 de enero de 2020 y sus efectos a largo plazo son inciertos. Las implicancias a mediano y largo plazo del Brexit podrían afectar adversamente las condiciones económicas y de mercado europeas y mundiales y podría contribuir a la inestabilidad en los mercados cambiarios y financieros globales.

El 24 de febrero de 2022, el gobierno de Rusia anunció el comienzo de una “operación militar especial” que inició con una invasión sobre territorio ucraniano. De esta manera, comenzó una guerra de grandes magnitudes entre ambos países que continúa intensificándose a la fecha de este Prospecto. Como respuesta a la invasión, la comunidad internacional ha aplicado fuertes sanciones contra sectores de la economía, empresas, personas, asociaciones deportivas y culturales de Rusia. Muchos países han anunciado el cierre del espacio aéreo a los aviones con bandera rusa, organizaciones no gubernamentales y empresas multinacionales han anunciado desinversiones o desvinculaciones con contrapartes rusas. Aunque Rusia afirma estar preparada para hacer frente a estas sanciones, el rublo ha perdido cerca de un tercio de su valor desde el comienzo de la invasión, se han introducido controles de cambio y restricciones al comercio de títulos valores y se prevé una fuerte caída en todos los sectores de la economía. El desarrollo de la guerra, así como su expansión a otras regiones o la incorporación de nuevos participantes y los efectos de las sanciones a Rusia podrían tener un impacto negativo en la economía europea y, en consecuencia, repercutir negativamente en la economía mundial. Particularmente, el conflicto ha tenido, y probablemente continuará teniendo impacto en el precio de las commodities, especialmente en el precio del petróleo y el gas.

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

No podemos asegurar que las condiciones a nivel internacional vuelvan a presentar tendencias

negativas o el efecto que puedan tener una nueva cepa. En este sentido, la economía argentina podría verse negativamente afectada como resultado de una menor demanda internacional y menores precios por los productos y servicios que conforman el negocio de la Emisora, falta de acceso al crédito internacional, menor ingreso de capitales y una mayor aversión al riesgo, lo que podría también afectar adversamente nuestras actividades, resultados de las operaciones, situación financiera y flujos de efectivo.

El surgimiento y propagación de una enfermedad a nivel pandémico o una amenaza de salud pública similar, como la pandemia “COVID-19” (coronavirus), podría afectar negativamente nuestro negocio, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones.

El brote de una pandemia, enfermedad o amenaza similar para la salud pública, como la pandemia de COVID-19, que ha tenido y puede seguir teniendo consecuencias adversas materiales en la economía global, podrían afectar en forma material y adversa nuestro negocio, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones. Algunos de los efectos negativos podrían ser: impactos adversos en los mercados financieros; reducción de la demanda de exportaciones e importaciones y, por lo tanto, de nuestros ingresos, generando la reducción de nuestros niveles de actividad y de inversión relacionados nuestros campos de producción; una caída significativa del precio internacional de la commodities, por el efecto combinado de una fuerte caída de la demanda, así como de la imposibilidad de los productores para reducir ordenadamente la oferta, afectando negativamente el entorno económico argentino; y cambios sustanciales en las empresas y en el comportamiento social y su potencial impacto en la venta de commodities.

No podemos predecir o estimar el impacto negativo futuro que una eventual epidemia o pandemia podría tener en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones, dado que dependerá de circunstancias fuera de nuestro control, incluida la intensidad y duración de la pandemia y las medidas tomadas por los diferentes gobiernos, incluido el gobierno argentino, para contener el virus y/o mitigar el impacto económico.

Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios del petróleo, el gas y los productos refinados.

Los precios internacionales del petróleo y los productos derivados del petróleo son volátiles y desde la intención de liberalización del mercado interno a fines de 2017, los precios de nuestros productos derivados del petróleo están fuertemente influenciados por las condiciones y las expectativas de la oferta y la demanda mundial y tensiones geopolíticas, entre otros factores.

A pesar de nuestra expectativa de mantener sustancialmente una relación constante entre nuestros precios internos y los de los mercados internacionales, la liberación prevista no pudo ser completamente realizada durante 2018 y 2019. Hay varios factores que impactan de manera directa a la consumación de este proceso incluyen, entre otros, la demanda interna, las condiciones macroeconómicas y políticas que prevalecen en Argentina o las posibles nuevas limitaciones legales o regulatorias a la industria. En consecuencia, no podemos garantizar que dicha liberalización prevista pueda finalmente materializarse lo que podría generar que la volatilidad y la incertidumbre en los precios internacionales del petróleo crudo y sus derivados probablemente continuarán.

El precio internacional del crudo ha fluctuado significativamente en el pasado y puede continuar haciéndolo en el futuro. Después de una disminución abrupta en los precios del petróleo crudo que comenzó en 2014, se formó un grupo conocido como OPEP+ a fines de 2016, el cual reunió a los países integrantes de la OPEP y a un grupo de productores independientes aliados, incluida Rusia, para coordinar los recortes de producción y permitir así la recuperación de los precios.

Si los precios internacionales del crudo se mantuviesen en niveles bajos o continuasen cayendo durante un período prolongado de tiempo (o si los precios de ciertos productos no coinciden con los aumentos de los costos) y tal escenario se refleja en el precio interno del petróleo, que está fuera de nuestro control, esto podría afectar negativamente la viabilidad económica de nuestros proyectos de perforación y también cumplir con los compromisos de inversión en nuestras concesiones y permisos de exploración. Estas reducciones podrían conducir a cambios en nuestros planes de desarrollo, reducción de inversiones, falta de aprobación de los proyectos de inversión por parte de nuestros socios en las UT, lo que a su vez podría conducir a la pérdida de reservas comprobadas desarrolladas y reservas comprobadas no desarrolladas, y también podría afectar negativamente nuestra capacidad de mejorar nuestras tasas de recuperación de hidrocarburos, encontrar nuevas reservas, desarrollar recursos no convencionales y llevar adelante algunos de nuestros otros planes de gastos de capital. Además, si estos precios internacionales se reflejasen en los precios internos de nuestros productos refinados, nuestra capacidad de generar efectivo y nuestros resultados de operaciones podrían verse afectados negativamente.

Adicionalmente, es posible que se requiera registrar un deterioro de nuestros activos, si los precios estimados del petróleo y/o gas disminuyen o si tenemos importantes ajustes a la baja de nuestras reservas estimadas, aumentos en nuestros costos de operación, aumentos en la tasa de descuento, entre otros. Además, si se materializa una reducción en nuestros gastos de capital, incluidos los gastos de capital de nuestros competidores nacionales, es probable que tenga un impacto negativo en el número de equipos de perforación activos, *workover* y equipos de *pulling* en Argentina, junto a los servicios relacionados, afectando así al número de trabajadores activos en la industria. No podemos predecir si, y en qué medida, las posibles consecuencias de tales medidas podrían afectar nuestro negocio, principalmente el impacto en nuestra producción y, en consecuencia, afectar nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas

Nuestras operaciones están sujetas a una regulación exhaustiva.

La industria del petróleo y gas está sujeta a una regulación y control exhaustivos por parte del gobierno federal argentino, así como por parte de los gobiernos provinciales en los que empresas como la nuestra desarrollan sus operaciones. Estas regulaciones se refieren, entre otros aspectos, a la adjudicación de áreas de exploración y desarrollo, controles de producción y exportación, requisitos de inversión, impuestos, control de precios y aspectos ambientales. En consecuencia, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones regulatorias y políticas vigentes en Argentina y nuestros resultados operativos pueden verse afectados de manera importante y adversa por los cambios regulatorios y políticos en Argentina.

En el pasado, el gobierno argentino adoptó una serie de medidas relativas a la repatriación de fondos

obtenidos como resultado de las exportaciones y los cargos de petróleo y gas aplicables a la producción de gas licuado que afectaron las actividades de los productores de petróleo y gas.

Los cambios futuros que se puedan introducir en estas regulaciones pueden incrementar el efecto adverso de dichas medidas en los negocios, ingresos y operaciones de las compañías que operan en el sector del petróleo y gas, incluidos nosotros.

Además de los riesgos y desafíos relacionados con la regulación gubernamental y el control del sector energético, descritos en otros puntos de estos factores de riesgo, actualmente estamos:

- limitados por nuestra capacidad para trasladar los mayores impuestos internos o aumentos en los precios internacionales del petróleo crudo y otros hidrocarburos y las fluctuaciones del tipo de cambio a los precios internos, o para aumentar los precios locales del gas natural;
- sujetos a aumentos potenciales de los impuestos sobre las exportaciones de hidrocarburos;
- sujetos a restricciones en los volúmenes de exportación de hidrocarburos impulsados principalmente por el requisito de satisfacer la demanda interna; y
- expuestos a un riesgo de adopción de órdenes regulatorias para suministrar gas natural y otros hidrocarburos al mercado minorista nacional en exceso de las cantidades contratadas previamente en relación con la política del gobierno argentino de dar prioridad absoluta a la demanda interna.

No podemos asegurar que los cambios en las leyes y regulaciones aplicables, o interpretaciones judiciales o administrativas adversas de tales leyes y regulaciones, no afecten adversamente nuestros resultados de las operaciones. Del mismo modo, no podemos asegurar que las futuras políticas gubernamentales no afecten negativamente a la industria del petróleo y gas.

Tampoco podemos ofrecer garantías de que las concesiones se extiendan en el futuro como consecuencia de la revisión por parte de las entidades controladoras de los planes de inversión presentados para su análisis o que no se impongan requisitos adicionales para obtener ampliaciones de permisos y concesiones.

Por otra parte, no puede garantizarse que las regulaciones o los impuestos (incluidas las regalías) promulgados por las provincias en las que operamos no entren en conflicto con la ley federal y que dichos impuestos o regulaciones no afecten adversamente nuestros resultados de las operaciones y situación financiera y nuestra capacidad de pagar los montos adeudados en virtud de las Obligaciones Negociables.

Las limitaciones en los precios locales en Argentina pueden afectar adversamente nuestros resultados de las operaciones.

Históricamente en la Argentina, debido a factores regulatorios, económicos y de política gubernamental, los precios internos del petróleo, el gas y el GLP han quedado a la zaga de los precios vigentes de los mercados internacionales y regionales de dichos productos, encontrándose limitada nuestra capacidad para aumentar los precios para seguir los aumentos de los precios internacionales o los aumentos de los costos internos, incluidos aquellos resultantes de la

devaluación del peso.

No hay certeza de que el Gobierno argentino extienda el precio de referencia mencionado en el apartado anterior más allá de la fecha establecida o no adopte en el futuro nuevas medidas que establezcan la congelación de los precios o que afecten de alguna manera a los precios de nuestros productos de petróleo y gas. La reciente inestabilidad macroeconómica a la que se enfrentan los mercados emergentes y, en particular, Argentina, ha afectado al sector del petróleo y el gas.

Durante el año 2022, el valor del Peso se redujo de AR\$108,0 a 183,2 Pesos por Dólar de acuerdo con el tipo de cambio comprador publicado por el Banco de la Nación Argentina. El hecho de que los precios de los combustibles derivados del petróleo crudo al consumidor final en el mercado interno se fijen en moneda local y que las empresas refinadoras no hayan podido, en cierta medida, trasladar la devaluación del Peso a los distribuidores, han dado lugar a una reducción de los precios del petróleo crudo denominados en Dólares. Del mismo modo, si bien los precios del gas natural en Argentina están denominados en Dólares, las tarifas de los servicios pagados por los usuarios finales están denominadas en Pesos. La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, vigente desde diciembre de 2019, establece que el poder ejecutivo argentino está facultado para fijar los derechos de exportación hasta un máximo del 33% de los bienes exportados hasta el 31 de diciembre de 2021.

La Ley de Solidaridad también estableció un tope del 8% para los derechos de exportación de hidrocarburos y productos mineros. De conformidad con lo establecido en la Ley de Solidaridad, el Decreto N° 488/2020 establece que los derechos de exportación de hidrocarburos se fijarán de acuerdo con lo siguiente: (i) 0% cuando el precio internacional de referencia (aquel publicado el último día hábil de cada mes por la Secretaría de Energía para el “ICE BRENT PRIMERA LÍNEA” considerando para ello, el promedio de las últimas 5 cotizaciones publicadas por el “PLATTS CRUDE MARKETWIRE” bajo el encabezado “Futures Settlements”) sea menor o igual US\$ 45/barril, (ii) 8% cuando el referido precio internacional de referencia sea superior o igual a US\$ 60 / barril; y (iii) cuando el referido precio internacional resulte superior a US\$ 45/barril e inferior a US\$ 60/barril, la alícuota del derecho de exportación se determinará mediante una fórmula de ajuste progresivo de la alícuota del derecho de exportación desde 0 al 8%. El Decreto N° 488/2020 dejó sin efecto toda otra norma que se oponga a lo mencionado en su Artículo 8 (en relación con los derechos de exportación aplicable a los hidrocarburos).

No podemos anticipar si el Gobierno argentino modificará o mantendrá las alícuotas de exportación. No podemos predecir el impacto que cualquier cambio podría tener en los resultados de las operaciones y en la situación financiera de Tecpetrol.

Las restricciones a la exportación han afectado y pueden seguir afectando nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

La Ley de Hidrocarburos N° 17.319, permite las exportaciones de hidrocarburos mientras no sean necesarias para el mercado interno y se vendan a precios razonables. En el caso del gas natural, la Ley N° 24.076 y las regulaciones conexas exigen que se tengan en cuenta las necesidades del mercado interno al autorizar exportaciones de gas natural a largo plazo.

Durante los últimos quince años, el gobierno argentino ha adoptado una serie de medidas que han dado lugar a restricciones en las exportaciones de hidrocarburos a realizarse desde la Argentina, lo que han impedido que los productores locales, incluidos nosotros, obtengamos precios más altos para sus productos, lo que a su vez hubiera podido compensar los aumentos en los costos de producción, todo lo cual ha afectado nuestra competitividad. Debido a lo anterior, los productores podrían verse obligados a vender una parte de su producción de gas natural y GLP en el mercado local.

Actualmente, las exportaciones de petróleo crudo, así como la exportación de la mayoría de nuestros productos hidrocarburíferos, requieren la autorización de la S.E. En función de lo anteriormente expuesto, las empresas que procuren exportar petróleo crudo deben demostrar primero que la demanda interna de dicho producto ha sido satisfecha o que se ha hecho y rechazado una oferta de vender el producto a compradores locales a precios similares a los cobrados en el mercado externo.

Asimismo, de conformidad con el Decreto N° 893/2016 y la Resolución N° 104/2018 del Ministerio de Energía y sus modificatorias y reglamentarias (Resolución N° 360/2021 de la SE modificado mediante la Resolución N° 774/2022 de la SE y Disposición N° 168/2019 de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles), las exportaciones de gas natural están sujetas a la previa aprobación de la SE y serán autorizadas (para el caso del Decreto N° 893/2016) solamente en casos en que sea necesario atender a situaciones de emergencia y/o para posibilitar la utilización de la infraestructura de los países vecinos para facilitar el transporte de gas natural al mercado interno argentino, y con ello aumentar la producción local.

La Resolución N° 360/2021 de la SE, modificada por la Resolución N° 774/2022 de la SE, establece 4 categorías de exportaciones: (i) Exportaciones en Firme Plan Gas.Ar; (ii) Exportaciones Interrumpibles; (iii) Intercambios Operativos; y (iv) Acuerdos de Asistencia. Se establece en la Resolución 360/2021 modificada, un procedimiento especial para la solicitud de Exportaciones en Firme Plan Gas.Ar. Por otro lado, los Acuerdos de Asistencia son objeto de un tratamiento particular, en cada caso, y están exentos de los procedimientos estipulados en la Resolución N° 360/2021 y su modificatoria.

Producimos bienes exportables y, por lo tanto, restricciones o mayor regulación respecto de nuestra capacidad exportable puede resultar en una disminución de nuestras ventas. No podemos asegurar que las actuales restricciones o aquellas que se impongan en el futuro no puedan afectar nuestra situación financiera y el resultado de nuestras operaciones.

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 Covid-19, y a modo de hacer frente a las consecuencias sanitarias y económicas generadas por la pandemia, el Gobierno Argentino dictó el decreto de necesidad y urgencia 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. La Emisora 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 imposición de derechos de exportación y otros impuestos han afectado adversamente y podrían seguir afectando nuestros resultados.

La industria del petróleo y el gas está ampliamente regulada a nivel nacional, local y municipal en materias que incluyen el otorgamiento de permisos de exploración y concesiones de explotación, inversiones, regalías, controles de precios, restricciones a la exportación y obligaciones de suministro en el mercado interno.

El Gobierno Argentino está facultado para diseñar e implementar la política energética federal, y ha utilizado estos poderes antes para establecer restricciones a la exportación sobre la libre disposición de hidrocarburos y los ingresos de exportación e imponer derechos a las exportaciones (con ajuste de las limitaciones establecidas por la legislación vigente), para inducir a las empresas privadas a celebrar acuerdos de precios con el gobierno. Véase “Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad” del presente Prospecto.

Los tributos a la exportación pueden tener un efecto material adverso en la industria de petróleo y gas de Argentina y en nuestros resultados de operación. Producimos bienes exportables y, por lo tanto, es probable que un aumento en los impuestos de exportación resulte en una disminución en el precio de nuestros productos y, por lo tanto, puede resultar en una disminución de nuestras ventas. Si bien la ley 27.541 estableció que las alícuotas de los derechos de exportación para hidrocarburos no podrán superar el 8% del valor imponible o del precio oficial FOB. Posteriormente, de conformidad con lo establecido en la Ley de Solidaridad, el Decreto N° 488/2020 estableció un nuevo sistema para la aplicación de los derechos de exportación de hidrocarburos en virtud de la variación del precio internacional del barril Brent, con un tope máximo de 8%.

Adicionalmente, el 2 de enero de 2019, el Decreto N° 1.201/2018 impuso con vigencia desde el 1

de enero de 2019 al 31 de diciembre de 2020 un derecho de exportación del 12% a la exportación de servicios (con un límite de \$4 por cada dólar). El Decreto N° 99/2019 con vigencia a partir del 1 de enero de 2020, modificó al Decreto N° 1201/2018 reduciendo el derecho de exportación aplicable a las exportaciones de servicios y eliminando el tope allí establecido y determinando que dicho derecho será aplicable hasta el 31 de diciembre de 2021. Los derechos de exportación de servicios perdieron vigencia a partir del 1 de enero de 2022.

Asimismo, no podemos garantizar que el Gobierno Argentino no imponga otros impuestos que puedan afectar adversamente sobre nuestra condición financiera y el resultado de nuestras operaciones.

Las concesiones y permisos de exploración de petróleo y gas en Argentina están sujetos a ciertas condiciones y pueden no renovarse o podrían revocarse.

La Ley de Hidrocarburos N° 17.319 (modificada por la Ley N° 27.007) 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 al gobierno argentino respecto de las áreas extraterritoriales más allá de las 12 millas náuticas). 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 entre 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.

No podemos asegurar que nuestras 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 nuestros proyectos, o la imposibilidad de obtenerla, podría tener un efecto adverso sustancial en nuestro negocio y los resultados de las operaciones.

La volatilidad de los precios del petróleo y del gas podría perjudicar nuestros proyectos de inversión y una caída significativa en dichos precios podría afectar adversamente los resultados de nuestras operaciones.

Los precios internacionales del petróleo y del gas han fluctuado significativamente en los últimos años y es muy probable que continúen fluctuando en el futuro. Entre los factores que afectan a los precios internacionales del petróleo crudo y los derivados del petróleo se incluyen: eventos políticos en las regiones productoras de crudo, en particular el Medio Oriente; la capacidad de la OPEP y otras naciones productoras de crudo para fijar y mantener los niveles de producción y los precios del petróleo crudo; la oferta y demanda mundiales y regionales de petróleo crudo, gas y productos afines; la competencia de otras fuentes de energía; las regulaciones gubernamentales nacionales y extranjeras; las condiciones climáticas y los conflictos mundiales y locales o los actos de terrorismo. No tenemos ningún control sobre estos factores. La volatilidad de los precios reduce la capacidad de los participantes del sector para adoptar decisiones de inversión a largo plazo dado que los retornos de las inversiones se vuelven impredecibles. En este sentido, véase “—*Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios del petróleo, el gas y los productos refinados*” en el presente capítulo.

Los precios que podemos obtener para nuestros productos hidrocarbúricos se ven afectados tanto por la volatilidad de los precios internacionales como por la regulación interna y han tenido un impacto adverso en nuestra capacidad para efectuar inversiones en nuevas exploraciones y desarrollos. Presupuestamos los gastos de capital relacionados con las actividades de exploración, desarrollo y operación teniendo en cuenta, entre otras cosas, los precios de mercado de los productos hidrocarbúricos. En el caso de que los precios internos de ciertos productos disminuyan aún más y las restricciones a la exportación permanezcan vigentes, nuestra capacidad para mejorar nuestras tasas de recuperación de hidrocarburos, encontrar nuevas reservas y llevar a cabo algunos de nuestros planes de inversión puede verse afectada, lo que a su vez podría tener un efecto adverso en los resultados de nuestras operaciones.

Los resultados de las operaciones de nuestra empresa también dependen de su participación en potenciales programas de estímulo de precio del gas.

Los resultados de las operaciones y la situación financiera de nuestra compañía también dependen de su participación en potenciales programas de estímulo que pueda establecer el gobierno argentino con el objetivo de acelerar el desarrollo de concesiones de explotaciones no convencionales de gas natural.

A modo de ejemplo, el Programa de Estímulo Resolución N°46-E2017 (modificado por Resolución N° 419-E/2017, N° 447-E/2017 y N° 12/2018), vigente hasta diciembre de 2021, al cual podían adherir las empresas que tuvieran derecho a concesiones ubicadas en la Cuenca Neuquina y en la Cuenca Austral.

El Programa previó como mecanismo remunerativo para aquellas concesiones de explotación no convencionales cuya adhesión hubiera sido aprobada (“Concesión Incluida”), el pago por parte del Estado Nacional, para la totalidad de la producción de gas natural proveniente de la misma (“Producción Incluida”) del diferencial entre un valor para remunerar la Producción Incluida de gas natural proveniente de reservorios no convencionales (“Precio Mínimo”), que ascendía a US\$ 7,5 por millón de BTU para el año 2018, US\$ 7 por millón de BTU para el año 2019, US\$ 6,5 por millón de BTU para el año 2020 y US\$ 6 por millón de BTU para el año 2021, y el precio promedio de acuerdo a lo previsto en la Resolución MINEM N° 419-E/2017 de fecha 1

de noviembre de 2017 (“Precio Efectivo”). A tales fines, el Programa estableció el deber de las empresas adheridas al mismo de informar: (i) la totalidad de los volúmenes de gas natural provenientes de reservorios no convencionales; y (ii) los precios de todas las ventas de gas natural. Dentro del esquema remunerativo, el Programa previó la posibilidad de que las empresas adheridas opten por acceder a un esquema de pagos mensuales provisorios (“Pagos Provisorios”), consistente en el ochenta y cinco por ciento (85%) del total de la compensación a ser percibida por la Producción Incluida para cada mes, sobre la base de las estimaciones de producción para dicho mes presentadas por la empresa. Los referidos pagos serían luego, objeto de los respectivos ajustes de pago (“Ajustes de Pago”) sobre la base de los volúmenes finales entregados, certificados por auditores independientes, y los precios definitivos, informados a la autoridad de aplicación. La Emisora optó por ese esquema de Pagos Provisorios.

Para mayor información sobre el Programa de Estímulo Resolución N° 46-E/2017, véase “Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad- Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales: Resolución N° 46-E/2017” del presente Prospecto.

La Emisora ha impugnado las distintas resoluciones dictadas por la SE, y, asimismo, ha presentado una demanda judicial contra el Estado a los fines de obtener la declaración de nulidad de las Resoluciones de la Secretaría de Gobierno de Energía y sus confirmatorias del Ministerio de Hacienda, que liquidaron los Pagos Provisorios de agosto, septiembre y octubre de 2018 de acuerdo al criterio arriba señalado. Remitimos a lo mencionado en el presente Prospecto en el “Capítulo V. Información Sobre La Emisora - c) Descripción de las actividades y negocios. Negocios de la Emisora – Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales” respecto de la renuncia de derechos efectuada por la Emisora con motivo de la participación en el Plan Gas.Ar.

En caso de que los recursos administrativos y judiciales presentados por la Emisora tuvieran un resultado desfavorable, o si ocurriera la suspensión y/o cese de programas oficiales de estímulo, nuestra capacidad para generar ingresos podría verse considerablemente deteriorada, lo que, a su vez, afectaría negativamente nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

A menos que reemplacemos nuestras reservas de petróleo y gas, las reservas y la producción disminuirán con el tiempo.

La producción de los yacimientos de petróleo y gas disminuye a medida que se agotan las reservas y la tasa de disminución depende de las características del yacimiento. En consecuencia, la cantidad de reservas probadas disminuye a medida que se producen estas reservas. El nivel de nuestras futuras reservas y producción de petróleo y gas natural y, por lo tanto, nuestros flujos de efectivo e ingresos, dependen en gran medida de nuestro éxito en el desarrollo eficiente de nuestras reservas actuales, en nuevas inversiones y en la búsqueda o adquisición de reservas recuperables adicionales. Si bien hemos tenido éxito en la identificación y el desarrollo de depósitos comercialmente explotables y sitios de perforación en el pasado, tal vez no podamos replicar ese éxito en el futuro. Es posible que no identifiquemos depósitos comercialmente explotables ni perforemos, completemos ni produzcamos más reservas de petróleo o gas, y que

los pozos que hemos perforado y que actualmente planeamos perforar no den lugar al descubrimiento o producción de más petróleo o gas natural. Si no podemos reemplazar nuestra producción actual y futura, el valor de nuestras reservas disminuirá y los resultados de nuestras operaciones y situación financiera podrían verse afectados negativamente.

Nuestras reservas de petróleo y gas natural son estimaciones.

Las estimaciones de nuestras reservas de petróleo y gas al 31 de diciembre de 2022 y de 2021 fueron realizadas en base a la información aportada por los propios ingenieros, geólogos y geofísicos de la Emisora y certificadas por un auditor independiente.

Nuestras reservas probadas de petróleo y gas se calculan utilizando datos geológicos y de ingeniería para determinar si el petróleo crudo o el gas natural en los reservorios conocidos es recuperable en las condiciones económicas y operativas existentes.

La exactitud de las estimaciones de las reservas probadas depende de una serie de factores, supuestos y variables, entre los cuales los más importantes son:

- los resultados de la perforación, prueba y producción después de la fecha de las estimaciones;
- la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos disponibles y su interpretación y juicio;
- el rendimiento de producción de los reservorios;
- eventos tales como adquisiciones y disposiciones, nuevos descubrimientos y ampliaciones de yacimientos existentes y la aplicación de mejores técnicas de recuperación; y
- cambios en los precios del petróleo y del gas natural, que podrían tener un efecto en el tamaño de nuestras reservas probadas debido a las estimaciones de las reservas se calculan en las condiciones económicas existentes cuando se realizan dichas estimaciones.

Muchos de los factores, supuestos y variables involucrados en la estimación de las reservas probadas están más allá de nuestro control y están sujetos a cambios con el tiempo. En consecuencia, las mediciones de las reservas no son precisas y están sujetas a revisión. Cualquier revisión a la baja en nuestras cantidades estimadas de reservas probadas podría afectar adversamente nuestra condición financiera y resultados de las operaciones.

La incertidumbre sobre la posibilidad de adquirir, desarrollar y explotar nuevas reservas puede afectar adversamente los resultados de nuestras operaciones.

Nuestro éxito futuro depende, entre otras cosas, de nuestra capacidad para producir petróleo y gas a partir de las reservas existentes, descubrir nuevas reservas de petróleo y gas y explotar económicamente petróleo y gas de estas reservas. A menos que tengamos éxito en nuestra exploración de las reservas de petróleo y gas y su desarrollo u obtengamos reservas adicionales, nuestras reservas mostrarían una disminución general en el petróleo y el gas mientras continúe la producción de petróleo y gas. Las actividades de perforación también están sujetas a numerosos riesgos y pueden implicar esfuerzos no rentables, no solo con respecto a los pozos secos, sino

también con respecto a los pozos que son productivos pero no producen ingresos netos suficientes para obtener beneficios después de cubrir los costos de perforación y otros costos operativos. La terminación de un pozo no asegura un retorno sobre la inversión ni la recuperación de los costos de excavación, terminación y operación.

Asimismo, la industria del petróleo y gas es altamente competitiva y se prevé que seguirá siendo competitiva en el futuro. Competimos con otras empresas, incluyendo grandes compañías de petróleo y gas, en Argentina y en otros lugares. Algunas de estas empresas cuentan con mayores recursos financieros y de otra índole que nosotros y, como consecuencia, pueden hallarse en mejor posición para competir por futuras oportunidades comerciales. Por otra parte, podrían entrar en operación en el futuro otras fuentes competitivas de energía. En consecuencia, prevemos que la competencia en el sector de petróleo y gas continuará siendo altamente competitiva o aumentará, y esto podría tener un efecto adverso sobre sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

No existe garantía de que nuestras futuras actividades de exploración y desarrollo tengan éxito, ni que podamos implementar nuestro programa de inversiones de capital para adquirir reservas adicionales ni que podamos explotar económicamente estas reservas. Dichos eventos afectarían adversamente nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones y nuestra capacidad para pagar las Obligaciones Negociables.

La falta de disponibilidad de transporte o de infraestructura de almacenamiento puede limitar nuestra posibilidad de aumentar la producción de hidrocarburos y podría afectar adversamente nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

Nuestra capacidad para explotar nuestras reservas de hidrocarburos depende, entre otros factores, de la disponibilidad de infraestructura de transporte en condiciones comercialmente aceptables para transportar los hidrocarburos producidos a los mercados en los que se venden. Por lo general, el petróleo se transporta por tuberías a las refinerías, y el gas se suele transportar por tubería a los clientes. La falta de infraestructura de almacenamiento, o carga adecuada o alternativa, o la capacidad disponible en los sistemas existentes de transporte de hidrocarburos de largo alcance podría afectar adversamente nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

La industria del petróleo y del gas está sujeta a riesgos económicos y operativos específicos.

Las actividades de exploración y producción de petróleo y gas están sujetas a riesgos económicos y operativos específicos, algunos de los cuales están más allá de nuestro control, como los riesgos de producción, equipamiento y transporte, así como los riesgos naturales y otras incertidumbres, incluidas las características físicas de los yacimientos de petróleo o gas natural.

En particular, las operaciones también incluyen actividades de perforación para la obtención de reservas de petróleo y gas no convencionales. La capacidad de perforación y desarrollo en estos lugares depende de varios factores, incluyendo las condiciones estacionales, aprobaciones regulatorias, la negociación de acuerdos con terceros, los precios de los *commodities*, los costos, acceso y disponibilidad de equipos, servicios y personal y resultados de perforación. Asimismo, la industria del petróleo y gas natural no convencional ha evidenciado un significativo

incremento de nuevas tecnologías tendientes a mejorar todos los aspectos de las operaciones. El desarrollo y uso de nuevas tecnologías se ha acelerado posiblemente como resultado de la reciente caída extendida en los precios de los *commodities*, forzando a las compañías a encontrar nuevas formas de producir petróleo y gas natural en forma eficiente. Si bien dichas tecnologías en última instancia pueden mejorar, y comúnmente mejoran, las operaciones, producción y rentabilidad, la utilización de dichas tecnologías, especialmente en sus fases tempranas, puede dar lugar a consecuencias inesperadas y problemas operativos, generando consecuencias negativas.

Nuestras operaciones pueden verse restringidas, retrasadas o canceladas debido a dificultades mecánicas, derrames o fugas de petróleo o gas natural, escasez o retrasos en la entrega del equipo, cumplimiento de requisitos gubernamentales, incendio, explosiones, fallas de tuberías, formaciones con presión anormal y riesgos para el medio ambiente y la salud. Si estos riesgos se materializan, podemos sufrir importantes pérdidas operativas e interrupciones en nuestras operaciones y perjudicar nuestra reputación.

La actividad petrolera y de gas se ha vuelto cada vez más dependiente de las tecnologías digitales para realizar operaciones, incluidas ciertas actividades de exploración, desarrollo y producción.

Nuestras tecnologías, sistemas, redes y los de nuestros socios comerciales pueden convertirse en el blanco de ataques cibernéticos o violaciones a la seguridad de la información que podrían dar lugar a la publicación no autorizada, mal uso o pérdida de información confidencial u otra interrupción de nuestras operaciones comerciales. Además, ciertos incidentes cibernéticos, pueden permanecer sin ser detectados durante un período prolongado. Dependemos de la tecnología digital, incluidos los sistemas de información para procesar los datos financieros y operativos, analizar la información sísmica y de perforación y las estimaciones de las reservas de petróleo y gas. Si bien no hemos experimentado ninguna pérdida material relacionada con ataques cibernéticos, no puede haber seguridad de que no seamos el objetivo de ataques cibernéticos en el futuro que pudieran afectar adversamente nuestras operaciones o nuestra situación financiera. A medida que las amenazas cibernéticas continúen evolucionando, es posible que estemos obligados a incurrir en gastos adicionales para mejorar nuestras medidas de protección o para remediar cualquier vulnerabilidad a la seguridad de la información.

Nuestra actividad requiere importantes inversiones de capital y costos de mantenimiento.

La exploración y explotación de las reservas de hidrocarburos requiere grandes inversiones en bienes de capital. Debemos continuar invirtiendo para mantener o aumentar la cantidad de nuestras reservas de hidrocarburos, incurriendo en costos de mantenimiento significativos para sostener la capacidad de generación de energía comprometida. No podemos garantizar que podamos mantener nuestros niveles actuales de producción, generar flujo de efectivo suficiente ni que tengamos acceso a préstamos suficientes u otras alternativas de financiamiento para continuar con nuestras actividades de generación, exploración, explotación y producción a los niveles actuales o superiores.

Nuestra adquisición de áreas de exploración y reservas de petróleo crudo y gas natural está sujeta a una fuerte competencia.

Nos enfrentamos a una intensa competencia en licitaciones o adquisiciones privadas para áreas de producción de petróleo crudo y gas natural, que suelen ser subastadas por las autoridades gubernamentales, en especial aquellas áreas con las reservas de petróleo crudo y gas natural más atractivas o vendidas por empresas que poseen derechos de concesión. Muchas empresas competidoras pueden tener acceso a recursos financieros en mejores condiciones que nosotros y, por lo tanto, pueden estar en una mejor posición para competir por futuras oportunidades comerciales. Además, algunas provincias argentinas, entre ellas Neuquén y Chubut, han creado empresas estatales provinciales para desarrollar actividades en la industria del petróleo y gas. En consecuencia, las condiciones en las que podemos acceder a nuevas áreas exploratorias o productivas podrían verse afectadas negativamente y esto podría tener un impacto negativo en nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

Factores de riesgo relacionados con la Emisora

Nuestra relación con las autoridades federales y provinciales es importante para nuestro negocio.

Debido a la naturaleza de nuestros negocios, tenemos una extensa relación con autoridades federales y provinciales en los lugares donde desarrollamos nuestros negocios. Si bien consideramos que nuestras relaciones con las autoridades pertinentes son buenas, estas relaciones podrían verse afectadas negativamente en el futuro, lo que podría afectar negativamente nuestro negocio y los resultados de nuestras operaciones. Por ejemplo, las autoridades provinciales podrían rechazar o retrasar nuestras solicitudes actuales o futuras de prórrogas de plazos, o intentar imponer cargos iniciales inesperados o desproporcionadamente altas u obligaciones adicionales significativas al negociar nuestras concesiones o renovaciones de permisos u otros.

Es posible que no podamos atraer o retener a determinado personal clave.

Nuestro negocio depende de los aportes de nuestra alta gerencia y de nuestro equipo altamente calificado de ingenieros y otros empleados. También depende de nuestra capacidad para atraer, capacitar, motivar y retener a la gerencia clave y al personal comercial y técnico con las habilidades y experiencia necesarias. No puede haber garantía de que lograremos retener y atraer personal clave, y el reemplazo de cualquier personal clave que se retire podría ser difícil de conseguir y/o podría tomar mucho tiempo. La pérdida de la experiencia y los servicios del personal clave o la incapacidad de contratar a reemplazos adecuados o personal adicional podrían tener un efecto adverso importante en nuestro negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones.

Es posible que no podamos obtener una cobertura de seguro adecuada.

Si bien hemos adquirido un seguro para nuestros activos en condiciones razonables y congruentes con las prácticas comerciales, cualquier daño significativo, accidente u otra interrupción de la producción en nuestras instalaciones o yacimientos podría afectar de manera importante y adversa nuestras capacidades de producción, nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Los intereses de nuestra empresa controlante pueden ser diferentes de los nuestros y pueden entrar en conflicto con los suyos.

Tecpetrol Internacional S.L. es nuestro accionista controlante y tiene plena facultad para dirigir nuestro negocio mediante la adopción de decisiones que requieren el voto de una mayoría de los accionistas o directores. Tecpetrol Internacional S.L. puede optar por buscar oportunidades de negocio, retirarse de los negocios actuales, adoptar nuevas estrategias, emprender fusiones y adquisiciones, diversificar su negocio o de otro modo promover nuevas iniciativas que puedan diferir de nuestros intereses. No podemos asegurar que Tecpetrol Internacional S.L. actúe en todo momento de una manera que sea congruente con nuestros intereses o los de los tenedores de las Obligaciones Negociables. Remitirse a “Capítulo IX. Estructura de la Emisora – Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas”.

Nuestro plan de negocios incluye futuras actividades de perforación para reservas no convencionales de petróleo y gas, y si no podemos adquirir y utilizar con éxito las nuevas tecnologías y otro apoyo necesario, así como obtener financiamiento, nuestro negocio puede verse afectado negativamente.

Nuestra capacidad para ejecutar y llevar a cabo nuestro plan de negocios depende de nuestra capacidad para obtener financiamiento a un costo razonable y en condiciones razonables. Hemos identificado sitios y prospectos de perforación de futuras oportunidades de perforación de reservas no convencionales de petróleo y gas, como el petróleo y el gas en Fortín de Piedra dentro de la formación Vaca Muerta. Estos sitios y prospectos de perforación representan una parte de nuestros futuros planes de perforación. Nuestra capacidad para perforar y desarrollar estos sitios depende de varios factores, que incluyen condiciones estacionales, aprobaciones regulatorias, negociación de acuerdos con terceros, precios de los productos básicos, costos, acceso y disponibilidad de equipos, servicios y personal y resultados de las perforaciones. Además, dado que no contamos con amplia experiencia en la perforación y explotación de reservas no convencionales de petróleo y gas, la perforación y explotación de dichas reservas dependen de nuestra capacidad para adquirir la tecnología necesaria y contratar personal y otro tipo de apoyo necesario para la extracción u obtener financiamiento para desarrollar dichas actividades. Además, para implementar nuestro plan de negocios, incluido el desarrollo de nuestras actividades de exploración de petróleo y gas natural, tendremos que recaudar cantidades significativas de capital en los mercados financieros y de capitales. No podemos garantizar que podamos obtener el financiamiento necesario en los mercados financieros internacionales o locales a un costo razonable y en términos razonables para implementar nuestro nuevo plan de negocios o que podamos explotar con éxito nuestras reservas y recursos de petróleo y gas natural (principalmente aquellos relacionados con nuestro plan de negocios de petróleo y gas no convencionales). Debido a estas incertidumbres, no podemos dar ninguna seguridad en cuanto al momento de estas actividades ni que en última instancia originen la explotación de reservas probadas o cumplan nuestras expectativas de éxito, lo que podría afectar adversamente nuestros niveles de producción, situación financiera y los resultados de las operaciones.

Podemos incurrir en obligaciones laborales significativas con respecto a las actividades subcontratadas.

Subcontratamos una serie de actividades mediante la tercerización de contratistas para mantener una base de costos flexible que haga posible mantener una base de costos más baja y, al mismo tiempo, responder más rápidamente al mercado cambiante. Si bien poseemos políticas muy estrictas en materia de obligaciones laborales y de seguridad social por parte de nuestros contratistas, no estamos en condiciones de asegurar que los empleados de los contratistas no inicien acciones legales en busca de compensación de nosotros, considerando ciertas sentencias de los tribunales argentinos que reconocen la responsabilidad conjunta entre los contratistas y la entidad a la que se prestan los servicios, en determinadas circunstancias. Si no pudiéramos obtener una sentencia favorable en dichos reclamos, nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones y nuestra capacidad para pagar nuestras deudas, incluidas las Obligaciones Negociables, podrían verse afectadas adversamente.

Podríamos estar sujetos a una acción laboral organizada.

Si bien consideramos que nuestras relaciones actuales con nuestra fuerza laboral son buenas, hemos experimentado interrupciones y paros de trabajo organizados en el pasado y no podemos asegurar que no las experimentaremos en el futuro. Las demandas laborales son comunes en el sector de la industria de la energía argentina y los trabajadores sindicalizados han bloqueado el acceso a nuestras plantas y las han dañado en el pasado reciente.

Un ataque cibernético podría afectar adversamente nuestro negocio, nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

Los riesgos de seguridad informática han aumentado en general en los últimos años como consecuencia de la proliferación de las nuevas tecnologías y el aumento de la sofisticación y las actividades de los ataques cibernéticos. Cada vez tenemos más equipos y sistemas conectados a Internet. Debido a la naturaleza crítica de nuestra infraestructura y la mayor accesibilidad permitida a través de la conexión a Internet, podemos enfrentar un alto riesgo de ataques cibernéticos. En el caso de un ataque de este tipo, podrían interrumpirse nuestras operaciones de negocios, dañarse nuestros bienes y robarse información de los clientes; experimentar pérdidas sustanciales de ingresos, costos de respuesta y otras pérdidas financieras y estar sujeto a más litigios y daños a nuestra reputación. Un ataque cibernético podría afectar adversamente nuestro negocio, los resultados de las operaciones y nuestra situación financiera.

Nuestras operaciones están sujetas a riesgos sociales.

Nuestras actividades están sujetas a riesgos sociales, incluidas las protestas de las comunidades que rodean algunas de nuestras operaciones. A pesar de que estamos comprometidos a operar de una manera socialmente responsable, podemos enfrentar la oposición de las comunidades locales con respecto a nuestros proyectos actuales y futuros en las jurisdicciones en las que operamos, lo que podría afectar adversamente nuestros negocios, los resultados de operaciones y nuestra situación financiera.

Asimismo, conflictos sociales en las locaciones donde opera la Sociedad, originados como consecuencia de hechos y circunstancias ajenos a la voluntad y control de la misma, pueden

ocasionar huelgas y/o interrupciones y/o piquetes, entre otras medidas de fuerza, que podrían afectar la normal operación de la Sociedad y generar mayores costos.

En abril del 2021, las operaciones de la Sociedad en las áreas Fortín de Piedra y Los Bastos se vieron afectadas durante 21 días (finalizando el 29 de abril) por las medidas de fuerza impulsadas por el personal autoconvocado del Sector de la Salud de la Provincia de Neuquén. Estas medidas fueron derivadas como consecuencia de hechos y circunstancias ajenas a la voluntad y control de la Sociedad. Como resultado de las mismas, la actividad llevada a cabo en las áreas Fortín de Piedra y Los Bastos fue afectada de modo tal que imposibilitó el acceso formal y habitual a las mismas por parte del personal de la Sociedad y de sus contratistas. Esto implicó una intempestiva suspensión tanto de las obras como de las actividades necesarias para asegurar la continuidad de la producción de hidrocarburos e incluso impidió lograr los objetivos de incremento de la misma para los próximos meses. No podemos asegurar que en el futuro no volverán a producirse medidas de fuerza similares a las descriptas en este factor de riesgo.

Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables

Las Obligaciones Negociables podrán tener garantía común, especial, flotante, y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación garantía de terceros) y estarán estructuralmente subordinadas a toda la deuda y otros pasivos de las subsidiarias de la Emisora; el derecho de los tenedores de las Obligaciones Negociables a recibir pagos respecto de las Obligaciones Negociables podría verse adversamente afectado si cualquiera de las subsidiarias de la Emisora se declara en quiebra, es liquidada o reorganizada

Las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa podrán tener garantía común, especial, flotante y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros). Las Obligaciones Negociables estarán efectivamente subordinadas a cualquier deuda garantizada que la Emisora pueda contraer en el futuro, por el valor de los activos que garanticen dicha deuda. Asimismo, bajo la Ley 24.522 de Concursos y Quiebras y sus modificatorias (la “Ley de Concursos y Quiebras”) conforme a las quiebras de Argentina, las obligaciones de la Emisora conforme a las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertas preferencias establecidas por ley, incluyendo reclamos de sueldos, salarios, cargas, leyes sociales, impuestos y costas y gastos judiciales, créditos privilegiados y créditos de proveedores. En caso que la Emisora se encontrara sujeta a procesos judiciales de quiebra, concursos preventivos, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares, estas preferencias tendrán prioridad sobre cualquier otro crédito, incluyendo reclamos por cualquier tenedor con respecto a las Obligaciones Negociables y, como resultado, los tenedores de las Obligaciones Negociables podrán verse imposibilitados de recuperar los montos debidos bajo las Obligaciones Negociables, total o parcialmente.

Dado que los pagos en concepto de capital o intereses conforme a las Obligaciones Negociables no estarán garantizados por las subsidiarias de la Emisora, las Obligaciones Negociables estarán estructuralmente subordinadas a todas las deudas existentes y futuras y otros pasivos de las subsidiarias de la Emisora. En el caso de liquidación, disolución, reorganización por quiebra o procedimiento similar bajo la ley argentina relativo a de cualquiera de las subsidiarias de la Emisora, los tenedores de su deuda y sus acreedores tendrán en general derecho al pago de sus créditos con los activos de esas subsidiarias antes de que cualesquiera activos

sean distribuidos a la Emisora y, a su vez a los acreedores, de la Emisora incluyendo los tenedores de las Obligaciones Negociables.

Podría no desarrollarse un mercado de negociación activo para las Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables constituyen títulos valores nuevos para los que no existe un mercado de negociación activo. La Emisora presentará una solicitud para el listado de cada clase de Obligaciones Negociables en BYMA y en el MAE, pero no es posible asegurar que se aprobará ninguna de tales solicitudes. Si las Obligaciones Negociables se negocian luego de su emisión inicial, pueden negociarse con un descuento respecto de su precio de oferta inicial, dependiendo de las tasas de interés vigentes, el mercado para títulos valores similares, las condiciones económicas en general y el desempeño financiero de la Emisora.

No es posible asegurar que se desarrollará un mercado de negociación activo para las Obligaciones Negociables o que, en caso de desarrollarse, éste se mantendrá. Si no se desarrolla o no se mantiene un mercado de negociación, los tenedores de las Obligaciones Negociables podrán experimentar dificultades para revender las Obligaciones Negociables o verse imposibilitados de venderlas a un precio atractivo o en lo absoluto. Por ende, aun si se desarrolla un mercado, la liquidez de cualquier mercado para las Obligaciones Negociables dependerá de la cantidad de tenedores de Obligaciones Negociables, el interés de los corredores bursátiles de crear un mercado para las Obligaciones Negociables y otros factores. Asimismo, si bien pueda desarrollarse un mercado para las Obligaciones Negociables, éste podría no ser líquido. Asimismo, si las Obligaciones Negociables se negocian, podrán negociarse a un descuento respecto de su precio de oferta inicial, dependiendo de las tasas de interés vigentes, el mercado para títulos valores similares, las condiciones económicas en general y el desempeño y las perspectivas comerciales de la Emisora y otros factores.

En caso de concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial los tenedores de las Obligaciones Negociables emitirán su voto en forma diferente a los demás acreedores quirografarios.

En caso que la Emisora se encontrare sujeta a concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial y/o un proceso similar, las normas argentinas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables) estarán sujetas a las disposiciones previstas por la Ley de Concursos y Quiebras, y demás normas aplicables a procesos de reestructuración empresariales y, consecuentemente, algunas disposiciones de las Obligaciones Negociables no se aplicarán.

La normativa de la Ley de Concursos y Quiebras establece un procedimiento de votación diferencial al de los restantes acreedores quirografarios a los efectos del cómputo de las mayorías requeridas (las cuales exigen mayoría absoluta de acreedores que representen 2/3 partes del capital quirografario). Conforme este sistema, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables puede ser significativamente menor al de los demás acreedores financieros de la Emisora en caso de un proceso concursal.

En adición a ello, ciertos precedentes jurisprudenciales han sostenido que aquellos tenedores de las Obligaciones Negociables que no asistan a la asamblea para expresar su voto o que se abstengan de votar, no serán computados a los efectos de los cálculos que corresponden realizar para determinar las mayorías requeridas para aprobar un acuerdo concursal. Por ende, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables con relación al de los restantes acreedores financieros y comerciales pueda verse disminuido.

Las obligaciones bajo las Obligaciones Negociables estarán subordinadas a ciertas preferencias establecidas por ley.

Conforme a la Ley de Concursos y Quiebras, las obligaciones contraídas en virtud de las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertas preferencias establecidas por ley, incluidas, créditos por sueldos y salarios, créditos derivados de obligaciones garantizadas, pagos de seguridad social, impuestos y honorarios y gastos judiciales. Si la Emisora estuviera sujeta a un procedimiento de quiebra, restructuración judicial o extrajudicial o procedimiento equivalente, los derechos de los tenedores de las obligaciones negociables tendrán un rango inferior a las preferencias previstas por ley mencionadas anteriormente y, en consecuencia, la capacidad de la Emisora de pagar los montos pendientes respecto de las Obligaciones Negociables podría verse menoscabada.

Las Obligaciones Negociables podrían ser rescatadas en forma total o parcial por la Sociedad.

En caso de que así se especifique en el Suplemento correspondiente a una Clase y/o Serie, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas, en forma total o parcial, a opción de la Sociedad y/o de los tenedores con anterioridad al vencimiento de las mismas (para mayor detalle véase “Capítulo XIV. Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Rescate a Opción de la Sociedad y/o de los Tenedores”) de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en cada Suplemento. En consecuencia, un inversor podría no estar en posición de reinvertir los fondos provenientes del rescate en un título similar a una tasa de interés similar a la de las Obligaciones Negociables.

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 ser 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.

VII. POLÍTICAS DE LA EMISORA

Políticas de Inversiones y de Financiamiento

La estrategia financiera de la Emisora busca mantener recursos financieros adecuados y acceso a facilidades de crédito para financiar sus operaciones. La Emisora cuenta con flujos de fondos derivados de sus operaciones así como también financiamiento de diversas fuentes, entre ellas bancos comerciales nacionales e internacionales, acceso a mercados de capitales locales e internacionales, entre otros, y préstamos otorgados por sociedades relacionadas.

La Emisora tiene una estrategia conservadora en el manejo de su liquidez, que consiste en mantener una parte sustancial de sus fondos en efectivo, fondos líquidos e inversiones de corto plazo.

La Emisora busca mantener un adecuado nivel de endeudamiento sobre el total del patrimonio neto considerando la industria y los mercados en los que opera. La Emisora no tiene que cumplir con requerimientos externos de mantenimiento de capital.

Para mayor información sobre las principales inversiones de capital en los últimos tres años, véase “Capítulo V. Información Sobre La Emisora - c) Descripción de las actividades y negocios” del presente Prospecto.

Para mayor información sobre los principales financiamientos obtenidos por la Sociedad en los últimos tres años, véase “Capítulo XI. Antecedentes Financieros - f) Reseña y perspectiva operativa y financiera – Niveles de Producción y Precios Promedio de Venta de Gas y Petróleo – Descripción de la Deuda Bancaria y Financiera de la Emisora” del presente Prospecto.

Política de Abastecimientos

La Dirección de Supply Chain tiene a su cargo la gestión de compra de materiales y equipos, la contratación de obras y servicios, la operación de los almacenes de materiales y la logística de abastecimiento, para ofrecer a las operaciones soluciones de alto valor agregado, combinando mejores prácticas operativas, uso de nuevas tecnologías para la mejora continua de los procesos y compromiso con la transparencia en la gestión de la cadena de suministro

Es política de la Dirección optimizar la relación costo/calidad en las compras y contrataciones, establecer relaciones a largo plazo con proveedores estratégicos y procurar el desarrollo de proveedores locales de las áreas en las que opera. Para ello cuenta con un área específica de Gestión de Proveedores cuyo objetivo es proporcionar un enfoque sistemático y proactivo para calificar, evaluar y desarrollar proveedores con el fin de mejorar continuamente nuestra lista de proveedores poniendo especial foco en seguridad y calidad.

La Dirección tiene sede en Buenos Aires y oficinas regionales en Neuquén, Chubut y Salta. La gestión de Abastecimientos se lleva a cabo en todas sus oficinas siguiendo procedimientos estipulados por la dirección de la Emisora y es auditada periódicamente por auditores internos de la Organización Techint y por auditores externos.

Entre los principales proveedores de la Emisora se encuentran empresas locales e internacionales tales como: Tenaris, Schlumberger, H&P, Halliburton, NRG Argentina SA, San Antonio, Weatherford, Techint Compañía Técnica Internacional S.A.C.I., Marbar, Prodeng, Calfrac, Nabors, entre otras.

Recursos Humanos

Nuestra visión de ser una empresa sustentable y en crecimiento requiere de una cultura comprometida y responsable. Sobre todo, nos impulsa a encontrar, formar y retener a los mejores talentos del mercado local. Frente a este desafío, nos proponemos encarar el proceso de dar empleos como una oportunidad para analizar el mercado, evaluar los más eficaces medios de búsqueda y dar a conocer a nuestra empresa para ser elegidos como un excelente lugar para trabajar y ampliar la experiencia. La fuerte inversión en capacitación que distingue a la empresa es una clara muestra de su compromiso en este sentido.

La Emisora enfoca su estrategia de crecimiento y proyección buscando la incorporación de nuevas reservas. En exploración y reservorios, cuenta con un grupo de profesionales altamente calificado en geociencias, y orientado a evaluaciones de proyectos, estrategias de exploración, selección de locaciones, propuestas de pozos para perforación y workovers, que le permiten tomar decisiones de riesgo.

El equipo de profesionales cuenta con una amplia experiencia en las cuencas petrolíferas de Latinoamérica y una metodología de trabajo que le permite trabajar en cualquier ámbito.

Las actividades se desarrollan bajo los siguientes principios:

- Responsabilidad en la operación
- Nivel profesional del personal
- Operación confiable y segura, cumpliendo estándares internacionales
- Utilización eficiente de los recursos
- Cumplimiento de las obligaciones contractuales
- Compromiso permanente con la seguridad del personal, con el medio ambiente y con la comunidad en general

Tecpetrol apoya los diez principios del Pacto Global de Naciones Unidas en materia de derechos humanos, derechos laborales, medio ambiente y lucha contra la corrupción.

Para mayor información sobre los empleados de la Emisora, véase “Capítulo VIII - Datos Sobre Directores, Gerentes, Asesores Y Miembros Del Órgano De Fiscalización – f) Empleados” del presente Prospecto.

Política en materia de cuestiones ambientales, sanitarias y de seguridad

Dentro de su área de influencia, Tecpetrol tiene como objetivo prioritario conducir sus operaciones protegiendo la integridad física de su personal y la de terceros, logrando al mismo

tiempo una adecuada conservación del ambiente, en conformidad con la legislación aplicable e implementando las mejores prácticas para beneficio de las comunidades, empleados y la empresa. Operar de una manera segura es la principal prioridad en la gestión y constituye un valor en la organización.

Tecpetrol ha definido su Política de Seguridad, Ambiente y Salud (“SAS”), la cual se encuentra firmada por la máxima autoridad de la compañía.

Los principios fundamentales incluidos en dicha Política son:

- Todas las lesiones y enfermedades ocupacionales pueden prevenirse, como así también los incidentes que impacten sobre el ambiente.
- Las prácticas seguras son responsabilidad de todos y cada uno de los integrantes del personal de la empresa y resultan una condición de empleo y contratación.
- El entrenamiento y la capacitación son la base para mejorar en forma continua los aspectos de Seguridad, Ambiente y Salud en las operaciones, involucrando a todas las partes interesadas.
- Las operaciones de la empresa deben estar en conformidad con la legislación vigente en Seguridad, Ambiente y Salud, y con aquellos compromisos voluntariamente asumidos, relacionados a estos aspectos.

La Emisora considera que esta política es parte integral de sus actividades y, por lo tanto, se esmera y ocupa por exigir su cumplimiento en todos los niveles de la organización.

Para la realización de sus operaciones, Tecpetrol contrata empresas de las cuales espera y exige los más altos estándares y procedimientos en materia de Seguridad, Ambiente y Salud, alineados en su totalidad con la política y principios de Tecpetrol.

Tecpetrol dirige sus operaciones aplicando una mejora progresiva en Seguridad, Ambiente y Salud, proveyendo los recursos necesarios para ello y con la visión de lograr los más altos niveles operativos de la industria. Partiendo de estos compromisos, se utiliza un Sistema de Gestión de Seguridad, Ambiente y Salud (“Sistema de Gestión SAS”) cuyo objetivo es proveer un marco adecuado de actuación para la gestión SAS de todas las áreas operativas de Tecpetrol, desde la etapa de exploración hasta el cierre y desmantelamiento de los activos en toda la cadena de valor y el ciclo de vida de los negocios. Las evidencias de su cumplimiento han sido auditadas por un ente externo donde se concluyó además su alineación con las normas internacionales de referencia en la materia.

La parte superior de la jerarquía del Sistema de gestión SAS está conformada por la Visión, la Política SAS y los “principios SAS” (compromiso y liderazgo, gestión del riesgo y mejora continua). La parte inferior de la jerarquía la conforman los estándares, procedimientos y prácticas operativas, que aseguran la implementación de los controles. Los componentes comunes a todo el sistema (documentación, capacitación y entrenamiento, comunicación, auditorías, entre otros) se describen como herramientas transversales del Sistema de Gestión SAS.

El compromiso y convencimiento de la Dirección para liderar el proceso y de cada uno de los colaboradores de la empresa es uno de los principios SAS fundamentales. El principio SAS

de mejora continua implica tanto la implantación del sistema como el aprendizaje continuo de la organización, el seguimiento del desempeño, y la participación activa de todas las personas.

El principio SAS de gestión de los riesgos permite un enfoque sistemático y coherente a la evaluación, mitigación y control de los mismos, reduciendo la probabilidad de consecuencias adversas (lesiones, impactos ambientales, daño a los activos, ente otros) mientras provee oportunidades de mejorar la confiabilidad, los beneficios y la eficiencia de las operaciones. Dentro del sistema, la gestión de los riesgos es una parte integral de prácticamente todos los procesos y al mismo tiempo es central para la toma de decisiones.

La implementación del Sistema de Gestión SAS mencionado ha permitido alcanzar a Tecpetrol índices de seguridad comparables con los más altos parámetros internacionales.

En forma previa a todo nuevo proyecto, se realizan los Estudios de Impacto Ambiental correspondientes, en cumplimiento de la legislación vigente y se realiza un estricto seguimiento del cumplimiento en campo de las medidas de manejo ambiental establecidas en los mismos.

En los diseños de instalaciones, se aplican buenas prácticas de la industria y se incorporan las mejoras identificadas en las Evaluaciones de Riesgo Ocupacional y de Procesos.

Durante el año 2022, las operaciones se vieron condicionadas nuevamente por la pandemia de COVID-19, especialmente por el aumento exponencial de casos a nivel mundial productos de las variantes omicron del virus. Tecpetrol siguió aplicando el Plan de Continuidad de Negocios y se continuó con la implementación de 15 prácticas operativas de prevención del COVID-19, con el fin de prevenir y evitar contagios entre las personas que participan de nuestras operaciones y mantener inalterados los compromisos de la Compañía. Dentro de estas medidas se encuentran la segregación de los grupos de trabajos operativos en células independientes, los controles de ingreso (presentación de declaración jurada de salud, control de temperatura y síntomas), el uso de los elementos de protección personal específicos relativos al coronavirus, la reducción de la capacidad de los transportes, entre otras medidas. Como resultado de la aplicación de dichas prácticas, no se produjeron contagios dentro de nuestras instalaciones y se pudo garantizar la continuidad de las operaciones. A medida que mejoraron los casos dentro del contexto de cada una de las regiones en donde opera, se fueron flexibilizando dichas medidas.

Por otro lado, se continuó con la estandarización, revisión y actualización de las normas y procedimientos que integran el Sistema de Gestión SAS y se continuó con la ampliación y mejora de la nueva plataforma informática de gestión de los principales aspectos de SAS (lanzada en una primera etapa en abril de 2021). En paralelo, se continuó con el proceso de migración de los Planes de Respuesta de Emergencia de las Áreas a la nueva metodología internacional de Sistema de Comando de Incidentes. Por último, se implementaron diversas iniciativas con el fin de continuar mejorando la alineación del personal contratista que trabaja en las operaciones de la compañía a los estándares SAS de Tecpetrol. Para resaltar, se continuó con el programa para reforzar la cultura de seguridad, iniciado en el 2020, a cargo de una consultora internacional. Durante el año 2022, nuevamente el foco fueron los contratistas que trabajan en las instalaciones de la empresa y se

realizó la fase 2 de esta campaña específica. Se realizaron 60 talleres, distribuidos en todas las áreas operativas de Tecpetrol, con la participación de 1058 personas de empresas contratistas. Los resultados fueron alentadores en cuanto al nivel de participación y al grado de satisfacción. Al igual que en el año 2021, dicho programa fue liderado y monitoreado por la Alta Dirección de la Compañía

En materia ambiental, Tecpetrol sigue con la ejecución y desarrollo de diversas actividades de gestión ambiental para armonizar sus actividades con el entorno. Durante el año 2022 se prosiguieron con los monitoreos anuales ambientales de todas sus actividades, como así también se confeccionaron 117 instrumentos de gestión ambiental para nuevos proyectos y actividades, tanto para la obtención de permisos en el marco de las regulaciones de cada país, como así también para delinear acciones específicas de prevención, mitigación, y/o corrección de impactos ambientales. Adicionalmente, se avanzó en la implementación de una plataforma informática de registro de indicadores ambientales para todas las operaciones de Tecpetrol, se amplió el alcance de objetivos ambientales para todos los sitios con el fin de identificar y llevar a cabo iniciativas a favor del ambiente factibles de ejecutar en cada lugar (ej.: uso más racional y eficiente del agua y energía, mejoras en la gestión de residuos), y se llevó a cabo un nuevo inventario de gases de efecto invernadero mediante la metodología de GHG Protocol con asistencia especializada externa.

En Argentina, se implementaron diversas iniciativas con el fin de reducir los riesgos en las operaciones. Por ejemplo, en las áreas de la Cuenca Neuquina, la exigente demanda invernal y los compromisos de venta acordados (alcanzando el record histórico de producción en el área Fortín de Piedra), exigió a toda la operación a maniobrar y operar sus plantas en una manera eficiente y con total seguridad en el difícil contexto de la etapa final de la pandemia. Asimismo, continuamos fortaleciendo la gestión del conocimiento en seguridad como base para la prevención. Adicional a los talleres de reforzamiento de cultura, avanzamos en dos programas diferenciados: el Programa “Skill SAS”, que tiene como objetivo asegurar la capacitación formal SAS mínima para nuestros contratistas y se implementó la campaña de refuerzo de las Reglas de Oro de Seguridad, para mantener alerta a toda la población en los requisitos de seguridad en las actividades más críticas. Asimismo, continuamos fortaleciendo la gestión del conocimiento en seguridad como base para la prevención. Adicional a los talleres de reforzamiento de cultura, avanzamos en dos programas diferenciados: el Programa “Skill SAS”, que tiene como objetivo asegurar la capacitación formal SAS mínima para nuestros contratistas y se implementó la campaña de refuerzo de las Reglas de Oro de Seguridad, para mantener alerta a toda la población en los requisitos de seguridad en las actividades más críticas. Se desarrolló el paro de planta anual de la CPF (*Central Production Facility*) de Fortín de Piedra, sin accidentes, producto de la buena planificación previa realizada y del control en campo de las medidas de seguridad de prevención oportunamente diseñadas. Otro hito fue la realización del primer simulacro mayor en dicha CPF. El desarrollo de las áreas demandó altas exigencias, trabajaron, en simultáneo, tres equipos de perforación y un set de fractura, donde la cultura en seguridad y el cumplimiento de la normativa estuvieron presentes. Por último, la empresa participó activamente del Comité Paritario de Seguridad que se creó en junio del 2022 y en el que participan representantes de otras empresas operadoras, contratistas, organizacionales gremiales y autoridades provinciales de la Provincia de Neuquén, cuyo objetivo es diseñar e implementar iniciativas conjuntas de seguridad entre todos los actores, con el fin de seguir reduciendo los accidentes en la cuenca. En las áreas de la Cuenca del Golfo San Jorge, se destacaron las actividades de refuerzo realizadas en materia de riesgo de eléctrico, cuidado de manos y uso de

detectores de mezcla explosiva y H2S. Por último, el área Aguaragüe (Cuenca Noroeste, provincia de Salta) se destacaron los trabajos en seguridad eléctrica, adecuando las instalaciones y los tableros eléctricos con el fin de brindarles un nivel de seguridad adicional. Al mismo tiempo, se ejecutaron diversas obras de control de erosión hídrica en caminos e instalaciones

Política en materia de Relaciones con la Comunidad

La Emisora colabora activamente con las comunidades cercanas a sus operaciones, contribuyendo con el desarrollo sostenible de la población y sus instituciones en las áreas de educación, salud, deporte, cultura y promoción social. Realiza y apoya programas de relacionamiento en comunidades y escuelas vecinas a sus yacimientos, comprometiendo tanto a su personal como a la población de la zona en el desarrollo de los mismos, buscando facilitar la autonomía y la toma de decisiones, creando redes con organizaciones gubernamentales, no gubernamentales y otras instituciones.

El plan de gestión social incluye principalmente diversos programas de educación, desarrollo sustentable, fortalecimiento y revalorización cultural, capacitación laboral y salud. Todos estos programas se planifican a partir de un diagnóstico preciso de la situación que se desea mejorar con un desarrollo técnico claro y eficiente.

Desde el inicio de la pandemia del Covid-19, la sociedad comenzó a diseñar un esquema de apoyo con las autoridades de salud locales, teniendo en cuenta sus necesidades sanitarias. En este sentido, se han unido esfuerzos para reforzar los sistemas de salud, ayudar a los médicos en su labor diaria, entregar elementos de bioseguridad y estar a disposición para, entre todos, atravesar de la mejor manera posible la situación provocada por el Covid-19. Asimismo se posibilitaron los medios necesarios para que las campañas de vacunación desarrolladas por el sistema de salud pública cubran al mayor porcentaje posible de la población en las zonas de influencia operativa.

A continuación, se mencionan algunos de los programas de Relaciones con la Comunidad y Gestión Social del Negocio llevados a cabo por la Emisora entre julio de 2014 y diciembre 2022, agrupados de acuerdo al área de acción. Los valores están expresados en dólares estadounidenses al porcentaje de participación de la Emisora.

Área de Acción	Nombre del Programa	Actividad	Monto total (en US\$)
Educación	Educación Primaria	Extra Clase y Proyectos Educativos Primaria	199.917
Educación	Educación Secundaria y Formación Laboral	Gen Técnico, Proyectos Educativos Secundaria, Formación Laboral y Programas de Becas	2.375.027
Cultura	Programas Culturales	Fototeca y Cine	344.363
Inclusión Social y Sostenibilidad	Proyectos Comunitarios	Proyectos y Capacitación Comunitaria	364.152
Gestión Social del Negocio	Integración Comunitaria	Becas, Infraestructura Social, Obras de Agua, etc.	1.556.977

Salud	Respuesta COVID-19	Aportes de equipamiento e insumos a hospitales	778.237
-------	--------------------	--	---------

Política de Planeamiento

La Sociedad realiza un proceso de planeamiento a corto, mediano y largo plazo. La Sociedad formula un presupuesto anual, patrimonial, económico y financiero, el cual es utilizado a los fines del control de las inversiones, los costos operativos, los de estructura y los niveles de producción. Simultáneamente existen presupuestos estructurados por áreas en las cuales la Sociedad actúa como operador, con el fin de reflejar el objetivo formulado por cada consorcio o unión transitoria, en las cuales están representados los distintos socios que componen cada uno de ellos. Estos presupuestos están integrados, en los períodos que son comunes, con el presupuesto general de la Sociedad.

Adicionalmente, existe un control de detalle, cuya responsabilidad de ejecución corresponde a un project leader, de cada una de las inversiones en pozos de exploración, de producción y facilidades, en general. De esta manera se controla la evolución del programa de la inversión, en detalle, y el cumplimiento de los plazos de ejecución.

Las reuniones de control de costos, niveles de producción, inventarios, costos de estructura e inversiones, se realizan al menos una vez al mes alternativamente en las oficinas centrales o en cada yacimiento, con la participación de los funcionarios ejecutivos de la Sociedad.

Política de Seguros

Es política de la compañía cubrir ciertos riesgos relacionados con la actividad, siguiendo los parámetros habituales de la industria en la que opera y otros generales que pudieren responder a obligaciones legales o convenidos en el mercado. En este sentido, contratamos seguros con aseguradoras de primer nivel que, en caso de ser necesario, retrocesionan los riesgos con reaseguradores con calificación crediticia de S&P/Fitch de al menos A- y Moodys Aa3.

Entre los seguros facultativos más importantes podemos mencionar los de Responsabilidad Civil frente a terceros (incluyendo la que resulta de su Responsabilidad como Empleador), Daños Materiales, Rotura de Maquinaria y Descontrol de Pozos. Para la póliza de Daños Materiales se consideran amparados aquellos bienes (muebles e inmuebles) propios o de terceros por los que Tecpetrol tiene responsabilidad contractual, actuando en forma complementaria o subsidiaria si aplicasen seguros más específicos.

Si bien los costos y condiciones de los seguros tienen vigencia anual, ante oportunidades de mercado podríamos optar por contratos de mayor plazo.

Tecpetrol considera que las coberturas contratadas son adecuadas, alineándose con las políticas de riesgos de las demás empresas del ramo que operan en el país tanto en lo que respecta a esquemas de transferencia de riesgos como control de contratistas.

Compromiso Ético

La Emisora promueve y se compromete con una cultura corporativa de transparencia e integridad, basada en el comportamiento ético y el cumplimiento de las leyes. Los líderes y el equipo directivo de la empresa asumen un rol esencial en la transmisión de estos principios, que rigen el desarrollo de su objeto social y que constituyen los valores fundamentales de la Emisora. El compromiso con una gestión abierta y transparente es parte del patrimonio y fuerza competitiva de la Emisora.

En este sentido, Tecpetrol forma parte de la iniciativa "Pacto Global" de las Naciones Unidas que promueve la responsabilidad social corporativa. De esta forma se compromete a cumplir diez principios dirigidos a proteger los derechos humanos, garantizar los mejores estándares laborales, preservar el ambiente y prevenir la corrupción y el soborno.

En virtud de ello, cuenta con un “Código de Conducta” en donde se reflejan las mejores prácticas en materia de ética, cumplimiento de leyes y transparencia, y se refuerza la protección de los datos personales, la promoción la competencia económica transparente y el ambiente de trabajo respetuoso, en particular, ninguna forma de acoso, trabajo infantil o explotación en cualquiera de sus modalidades es tolerada en nuestras actividades.

Además, la Emisora tiene una Política de Conducta Empresarial, que establece los principios y procedimientos diseñados para cumplir con los requerimientos del Código de Conducta y las diversas leyes nacionales e internacionales que prohíben las prácticas corruptas y el soborno. En esta línea, la Emisora ha implementado un Programa de Cumplimiento de Conducta Empresarial, un plan integral basado en riesgos que refleja los principios, estándares, políticas y procedimientos de la empresa en materia de soborno y ética empresarial y que define cómo la Emisora se relaciona con los funcionarios públicos, entidades gubernamentales, otras corporaciones públicas y privadas, terceros, socios comerciales y empleados.

Estas políticas, junto a otras como el “Código de Conducta para Proveedores”, la “Política de Transparencia en las Relaciones con Terceros”, la “Política de Ambiente Libre de Acoso y Discriminación”, y las “Reglas de Prevención de la Corrupción en Concursos, Procesos Licitatorios y otras Interacciones con el Sector Público”, entre otras, forman la base de las relaciones entre los accionistas de la Emisora, miembros del Directorio, sus empleados y terceros definiendo los lineamientos y estándares de integridad y transparencia a los que deberán ajustarse, creando valor y cuidando la reputación de la Emisora.

Política de Dividendos

La Emisora no tiene una política de dividendos determinada. La distribución 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 por ganancias líquidas y realizadas.

De acuerdo con el Art. 20° del Estatuto de la Emisora, las ganancias realizadas y liquidadas de la Emisora se destinan: a) 5%, hasta alcanzar el 20% del capital social para el fondo de reserva legal; b) a remuneración del Directorio y del Consejo de Vigilancia en su caso; c) a las reservas voluntarias o provisiones que la asamblea decida constituir; d) el remanente que resultare se repartirá como dividendo de los accionistas, cualquiera sea su clase.

El directorio somete a consideración y aprobación de la asamblea de accionistas anual ordinaria los estados financieros de la Emisora correspondientes al ejercicio anterior, conjuntamente con el informe que sobre ellos emite la comisión fiscalizadora. En un período de 72 días contados desde el cierre del ejercicio, se debe celebrar una asamblea de accionistas ordinaria para aprobar los estados financieros y determinar el destino del resultado del ejercicio.

VIII. DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

a) Directores y gerencia de primera línea administradores titulares y suplentes, y gerentes

Directorio

En el “Capítulo VIII. Datos Sobre Directores, Gerentes, Asesores y Miembros Del Órgano De Fiscalización” se detallan las previsiones estatutarias que regulan la composición y funcionamiento del Directorio de la Emisora, así como la normativa legal aplicable.

El siguiente cuadro detalla los miembros del Directorio y del Consejo de Vigilancia de la Emisora, todos los cuales son residentes en Buenos Aires, Argentina, el año en que fueron designados y la posición que actualmente ocupa cada uno de ellos dentro de la Emisora.

Apellido	Nombre	DNI	CUIT/CUIL	Cargo	Fecha Designación	Vigencia
Markous	Ricardo Miguel	11.960.136	20119601364	Presidente	13.03.23	31.12.2023
Marin	Horacio Daniel	16.260.926	20162609263	Vicepresidente	13.03.23	31.12.2023
Mata	Juan José	16.090.419	20160904195	Director Titular	13.03.23	31.12.2023
Lapalma	Mario Cesar	14942659	20149426591	Director Titular	13.03.23	31.12.2023
Gugliuzza	Claudio Gabriel	18.140.856	20181408562	Director Titular	13.03.23	31.12.2023
Mantilla	Fernando Jorge	23469555	20234695550	Director Suplente	13.03.23	31.12.2023
Perczyk	Jorge	16.131.200	20161312003	Director Suplente	13.03.23	31.12.2023
Martinez Mosquera	Marcelo German	10.155.432	20101554326	Director Suplente	13.03.23	31.12.2023
Soler	Ricardo Juan Pedro	8.482.546	20084825469	Consejero de Vigilancia	13.03.23	31.12.2023
Hirschler	Claudio Renato	7.595.988	20075959886	Consejero de Vigilancia	13.03.23	31.12.2023
Stampalia	Pablo Rodolfo	14.010.943	20140109437	Consejero de Vigilancia	13.03.23	31.12.2023

Los miembros integrantes del Directorio y del Consejo de Vigilancia, durarán en sus funciones por el término estatutario y/o hasta la celebración de la próxima Asamblea Ordinaria que considere el cuadragésimo cuarto ejercicio a finalizar el 31 de diciembre de 2023 (arts. 10° y 15° del Estatuto Social).

A continuación, se detalla los miembros del Directorio de la Emisora, fecha de nacimiento, antecedentes profesionales, la posición que actualmente ocupa cada uno de ellos dentro de la Emisora y otros cargos que han ocupado.

Cargo y Nombre	Antecedentes profesionales y otros cargos	Fecha de nacimiento
Presidente:		
Ricardo Miguel Markous	Ingeniero civil, graduado en la Universidad de Buenos Aires, (UBA). En 1988 obtuvo un Master in degree in Management de la Escuela de Negocios de la Universidad de Stanford. Desde 1980 a la fecha, ha ocupado diversos cargos en la Organización Techint. En la actualidad se desempeña como Presidente de Tecpetrol S.A., Techgen S.A. de C.V. y de Tecpower S.A. y es Director Titular de Techenergy Ventures S.A. y de Companhia Operadora Do Rio Grande Do Sul S.A..	14/08/1956
Vicepresidente:		
Horacio Daniel Marín	Ingeniero Químico graduado en la Universidad Nacional de La Plata. Posee un Master en Ingeniería Petrolera de la Universidad de Texas en Austin. Ha ocupado diversos cargos dentro de la Organización Techint, y actualmente ejerce el cargo de Director General de E&P de la Emisora. Asimismo, es Vicepresidente de Tecpetrol S.A. y de Director Titular de Consorcio Shushifindi S.A. y de Pardaliservices S.A.	08/05/1963
Directores Titulares:		

<p>Mario Cesar Lapalma</p>	<p>Se graduó de Contador Público de la Universidad Nacional de La Plata (mayo 1986). Comenzó en Auditoria Central de la Organización Techint (octubre 1985), siendo luego Jefe Contabilidad en Aceros Revestidos SA, Jefe de Planeamiento y Control de Gestión en Techint International Const. Corp (Tenco), Jefe de Nómina, Gerente de Administración de Personal y Gerente de Desarrollo, Reclutamiento, Capacitación y Relaciones con la Comunidad en Siderar SAIC (hoy Ternium Argentina SA). En 2001 fue designado Gerente de Gestión de la Información de Recursos Humanos en Tenaris, liderando los proyectos de sistemas de gestión (México, Brasil, Argentina, Italia), y participó del proceso de reingeniería global del área. En 2003 asumió la Gerencia de Gestión Administrativa y desde 2019 gestiona la Dirección de Coordinación Administrativa y Corporativa de la Organización Techint, teniendo a cargo temas contables, societarios, compliance y tax planning. Asimismo, en 2020 sumó a sus funciones la de Business Conduct Compliance Officer (BCCO) de Techint Investments Internacional SLU y sus subsidiarias. Desde 2021, ocupa la posición Director Senior de Administración y Contabilidad, con funciones contables, societarios, compliance y tax planning y la administración de Sociedad Anónima de Mandatos y Administración SA. Desarrolló actividad docente en la Facultad de Ciencias Económicas de la UNLP en la cátedra de Auditoria y Control Interno (1986-92). Es miembro del Consejo de Contabilidad y Auditoría de la Cámara de Sociedades y de la Comisión de Reporte Integrado de la Universidad de San Andrés. Actualmente es Director Titular de Tecpetrol S.A., Ternium Argentina S.A., Santa María S.A.I.F., Techint Compañía Técnica Internacional S.A.C.I. y de Sociedad Anónima de Mandatos y Administración S.A. y Director Suplente de Compañía Inversora Ferroviaria S.A.I.F.</p>	<p>27/01/1963</p>
<p>Juan José Mata</p>	<p>Contador público, graduado en la Universidad Católica Argentina y tiene un Posgrado en Finanzas en la Universidad Torcuato Di Tella. Desde 1983 el Sr. Mata ha desempeñado diversos cargos en la Organización Techint, y actualmente ocupa el cargo de Director de Administración y Finanzas de Tecpetrol S.A., como así también los cargos de Director Titular en Transportador de Gas del Norte S.A., Consorcio Shushufindi, Tecpetrol Internacional S.L., Pardaliservices S.A., Suizum – Servicios de Consultoría S.L. (Unipersonal) y en Tecpetrol Servicios S.L. (Unipersonal); y es Director Suplente en Gasinvest S.A., y en Techenergy Lithium S.A.</p>	<p>03/04/1963</p>

<p>Claudio Gabriel Gugliuzza</p>	<p>Contador Público de la Universidad de Bs As (Julio 1988). Tuvo diversos cargos en la Organización Techint iniciando en auditoría operativa en julio 1988, en Tubos de Acero de México (desde planeamiento económico hasta Director de Administración y Finanzas). A partir del 2002 y hasta el 2012 trabajó en Tenaris. Fue Director de Administración de la red comercial de Tenaris, Director Cono Sur (Arg, Uy y Brasil), Director de Planeamiento, Director de Tax Planning y Compliance. Desde el 2012 y hasta Julio 2019 trabajó en Ternium, siendo Director de Administración de Siderar y sociedades de Ternium en Uruguay, Director de Tax planning y compliance corporativo. Fue miembro del Comité de auditoría de Usiminas. Además, desde hace muchos años es Director de varias sociedades argentinas y extranjeras de la Organización Techint. Desde agosto del 2019 hasta marzo de 2021 fue Director corporativo de administración y Finanzas South América en Santa María y Director corporativo de RRHH en Argentina. Desde el 2014 preside la Obra Social Aceros Paraná y actualmente se desempeña como Director General de Áreas Corporativas de Tecpetrol S.A. Adicionalmente, ocupa los cargos de Presidente de Tecpetrol Servicios S.L. (Unipersonal) y de Suizum Servicios de Consultoria S.L. (Unipersonal); de Director Titular en Techenergy Ventures S.A., Techenergy Lithium S.A., Tecpetrol Investments S.L., Tecpetrol Internacional S.L., y Tecpower S.A., y es Director Suplente de Gasinvest S.A. y Transportadora de Gas del Norte S.A.</p>	<p>25/04/1966</p>
<p>Directores Suplentes</p>		
<p>Marcelo Germán Martínez Mosquera</p>	<p>Ingeniero graduado en la Universidad de Buenos Aires. A lo largo de 30 años dentro de la Organización Techint ha ejercido el cargo de Presidente del Directorio en Dapetrol S.A., Gasinvest S.A., Tecgas Argentina S.A. y Litoral Gas S.A., de Vicepresidente en Tibsa Inversora S.A., y Director titular de Transportadora Gas del Mercosur S.A. y de Transportadora Gas del Norte S.A.</p>	<p>26/10/1951</p>

Jorge Perczyk	Ingeniero Industrial graduado en la Universidad de Buenos Aires y tiene un posgrado en Administración de Empresas en la Universidad de Bridgeport (Connecticut, USA). Ha ocupado diversos cargos dentro de la Organización Techint. Actualmente ocupa el cargo de Director de Planeamiento y Control de Gestión Tecpetrol S.A. y de Director Titular en Techenergy Lithium S.A., de Director Suplemente en Oleoducto Loma Campana-Lago Pellegrini S.A.	02/01/1963
Fernando Jorge Mantilla	Abogado recibido en la Universidad Católica Argentina (1997). Inicio su carrera en la Dirección Legal de la Organización Techint en 1996. Ocupa diversos cargos en directorios de sociedades argentinas y extranjeras del grupo. Desde Julio 2016 es el Director Legal de la Organización Techint.	10/07/1973

Los integrantes del Directorio de la Emisora revisten el carácter de no independientes conforme a las pautas fijadas en el artículo 11, Sección III, Capítulo III, Título II de las Nomas de la CNV.

b) Remuneración

La Asamblea de Accionistas de la Emisora determina la remuneración de los miembros del Directorio, con sujeción a los límites previstos por el Artículo 261 de la Ley General de Sociedades. Todos los años, la Emisora celebra una asamblea de accionistas dentro de los cuatro meses posteriores a la fecha de cierre del ejercicio económico para evaluar sus estados financieros anuales y determinar la remuneración a pagar a sus directores, entre otros asuntos.

El artículo 261 de la Ley de General de Sociedades establece que la remuneración máxima que por todo concepto pueden recibir los directores, incluyendo salarios y demás remuneraciones por el desempeño de tareas técnicas y administrativas permanentes, no podrá superar el 25% de las ganancias netas correspondientes a dicho ejercicio. Ese monto máximo se reduce al 5% si la Emisora no distribuye dividendos a sus accionistas y se incrementa mediante una distribución proporcional hasta alcanzar el límite del 25% una vez distribuidas las ganancias totales del ejercicio económico. Si el desempeño de comisiones especiales o de tareas técnicas y administrativas por uno o varios directores así lo amerita, en caso de no existir ganancias netas o ser éstas exiguas, la asamblea de accionistas podrá decidir aprobar expresamente que la remuneración a pagar exceda los mencionados límites, debiéndose incluir para ello ese asunto en el orden del día de la asamblea en cuestión.

Al 31 de diciembre de 2022, la Asamblea Ordinaria de accionistas celebrada el 13 de marzo de 2023, aprobó las sumas de aproximadamente \$20.250.000 y \$ 5.850.000 en concepto de honorarios totales a pagar a los Directores y al Consejo de Vigilancia de la Emisora respectivamente. A la fecha de este Prospecto, la Emisora no ofrece planes de jubilación a sus directores y funcionarios ejecutivos en el marco de sus programas de beneficios. Para ver un detalle de los programas de beneficios con los que cuenta la Emisora, véase “Capítulo VIII. Datos sobre Directores, Gerentes, Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización – f) Empleados – Programa de Beneficios” del presente Prospecto.

La Emisora otorgó en concepto de honorarios por los ejercicios de las funciones de Directores y/o Consejeros de Vigilancia, las retribuciones que se mencionan a continuación: El Presidente de la Emisora percibió una retribución anual por la suma de \$ 7.087.500. El Vicepresidente de la Emisora percibió una retribución anual por la suma de \$ 4.050.000. Los Directores Titulares percibieron cada uno retribuciones anuales por la suma de \$ 2.025.000. Los Directores Suplentes percibieron cada uno retribuciones anuales por la suma de \$ 1.012.500. Los Consejeros de Vigilancia percibieron cada uno retribuciones anuales por la suma de \$ 1.950.000.

Asimismo, el Consejo de Vigilancia de la Emisora, en cumplimiento de lo dispuesto en el art. 283 de la Ley N° 19.550, ha recomendado oportunamente la contratación los servicios de Auditoría de Price Waterhouse & Co. S.R.L. ("PwC"), a los efectos de la auditoría sobre los estados financieros correspondientes a cada uno de los ejercicios en cuestión, dándose debida cuenta a la Asamblea de Accionistas de la Emisora respecto de la mencionada contratación como de los honorarios acordados al efecto.

Al 31 de diciembre de 2022, la Asamblea Ordinaria de accionistas celebrada el 13 de marzo de 2023 había aprobado la suma de \$ 32.250.590 más IVA en concepto de honorarios totales a pagar por el servicio de auditoría externa de los estados financieros de la Emisora, de los cuales \$ 15.228.447 corresponden a los estados financieros anuales y \$ 17.022.142 a las revisiones limitadas de los trimestrales.

c) Información sobre participaciones accionarias

A la fecha de emisión del presente Prospecto, ningún director y/o empleado de la Emisora resulta titular de acciones de Tecpetrol ni se le han conferido opciones sobre las acciones de la Emisora.

d) Otra información relativa al Órgano de Fiscalización y Comités Especiales: Consejo de Vigilancia

Los Estatutos Sociales de la Emisora prevén un Consejo de Vigilancia (el "Consejo de Vigilancia") integrado por tres accionistas, cada uno de los cuales es elegido por la Asamblea Ordinaria de Accionistas, y duran en sus cargos por el término de un ejercicio. El Consejo de Vigilancia tiene a su cargo velar por que todas las actividades de la Emisora se realicen conforme a la ley aplicable.

A continuación, se incluye un detalle de los miembros titulares del Consejo de Vigilancia:

Nombre	Antecedentes profesionales y otros cargos	Fecha de nacimiento
Ricardo Juan Pedro Soler	Licenciado en Administración de Empresas graduado en la Universidad Católica Argentina. Posee un Master in Science of Management de la escuela de Negocios de la Universidad de Stanford.	19/04/1951

Claudio Renato Hirschler	Licenciado en Economía graduado en la Universidad de Buenos Aires. Se ha desempeñado como directivo en diversas compañías del sector hidrocarburífero y como consultor independiente en temas asociados a energías renovables y al desarrollo de proyectos industriales en Latinoamérica, respecto al reemplazo de fuel-oil y GLP por el uso de gas natural, a través de ductos y/o medios no convencionales (GNC y/o GNL).	18/03/1947
Pablo Rodolfo Stampalia	Ingeniero Industrial graduado en la Universidad Buenos Aires. Posee un Posgrado en Desarrollo Directivo en IAE.	12/08/1960

Los integrantes del Consejo de Vigilancia de la Emisora revisten el carácter de independientes conforme a las pautas fijadas en el artículo 11, Sección III, Capítulo III, Título II de las Nomas de la CNV.

Los miembros integrantes del Consejo de Vigilancia, durarán en sus funciones por el término estatutario y/o hasta la celebración de la próxima Asamblea Ordinaria que considere el cuadragésimo cuarto ejercicio a finalizar el 31 de diciembre de 2023 (arts. 10° y 15° del Estatuto Social).

Funcionarios ejecutivos

Los principales funcionarios ejecutivos de la Emisora son los siguientes:

Nombre	Cargo	N° de CUIT/CUIL
Ricardo Markous	Director General (CEO)	20119601364
Horacio Marín	Director General de E&P	20162609263
Claudio Gabriel Gugliuzza	Director General de Áreas Corporativas	20181408562
Jorge Perczyk	Director de Planeamiento y Control de Gestión	20161312003
Andrea Costantino Rocca	Director de Negocios de Transición Energética	23957832199
Daniel Horacio Sauthier	Director Global de Operaciones	20135646041
Daniel Eduardo Valencio	Director de Exploración y Desarrollo	20203841923
Juan José Mata	Director de Administración y Finanzas	20160904195
María Laura Garcia	Directora de Recursos Humanos	27223776383
Guillermo Ernesto Murphy	Director de Supply Chain	20210587900
Matías Farina	Director Perforación y Terminación	20231270230
Vilma Bettini	Directora de Auditoría Interna	23161378984
Marina Callejo	Directora de Cumplimiento de Conducta Empresarial	27272402952
Ricardo Raúl Ferreiro	Director General de Desarrollo de Negocios de Gas & Power y Comercial	20174417181
Federico Sameghini	Director de Medio Ambiente, Seguridad y Salud	20262815057
Martín Leandro Bengochea	Director de la Región Cuenca Neuquina y Vaca Muerta	20251340294

Horacio Pizarro	Director Áreas Convencionales	20254407268
Leopoldo Macchia	Director de Comercialización de Petróleo y Gas Natural	20251217034
María Silvina Abad	Directora de IT & Sistemas	27165865648

A continuación, se agrega una breve síntesis biográfica de los principales funcionarios ejecutivos de la Emisora que no forman parte del Directorio:

Daniel Horacio Sauthier. Nacido el 15 de enero de 1959. Ingeniero Mecánico de la Universidad Nacional de Mar del Plata. Posee un postgrado en Ingeniería en Petróleo Facultad de Ingeniería de la UBA. Actualmente ocupa el cargo de Director Global de Operaciones de Tecpetrol S.A.

Daniel Eduardo Valencio: Nacido el 25 de junio de 1968. Licenciado en Ciencias Geológicas de la Universidad de Buenos Aires. Posee un Postgrado en el Programa de Alta Dirección del IAE. Actualmente se desempeña como Director de Exploración y Desarrollo de Tecpetrol S.A.

María Laura Garcia: Nacida el 7 de diciembre de 1971. Ingeniera Industrial graduada en la Universidad Nacional de Cuyo, Mendoza, Argentina. MBA on International Management graduada en el Stuttgart Institute of Management and Technology, Stuttgart Universität, Alemania. Actualmente ocupa el cargo de Directa de Recursos Humanos en Tecpetrol S. A.

Andrea Costantino Rocca: Nacido el 02 de septiembre de 1983. Doctor en Economía graduado en *Universidad Bocconi* (Milán, Italia) Posee un MBA de *Columbia University*. Actualmente ocupa el cargo de Director de Negocios de Transición Energética de Tecpetrol S.A.

Guillermo Ernesto Murphy: Nacido el 25 de agosto de 1969. Ingeniero Industrial graduado en Universidad Católica Argentina. Actualmente ocupa el cargo de Director de *Supply Chain* de Tecpetrol S.A.

Matías Farina: Nacido el 16 de febrero de 1973. Ingeniero en Petróleo del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Posee un un Postgrado en Texas A&M (Department of Petroleum) en Master of Engineering. Actualmente ocupa el cargo de Director Perforación y Terminación

Vilma Bettini: Nacida el 13 de junio de 1962. Licenciada en Sistemas, graduada en la Facultad de Ingeniería de la UBA. Actualmente ocupa el cargo de Directora de Auditoría Interna en Tecpetrol S.A.

Marina Callejo: Nacida el 4 de mayo de 1979. Licenciada en Administración de Empresas se graduó en la Universidad Argentina de la Empresa y realizó la Certificación Internacional de Auditoria Interna (CIA). Actualmente ocupa el cargo de Oficial de Cumplimiento de Conducta Empresarial en Tecpetrol S.A.

Ricardo Raúl Ferreiro: Nacido el 17 de enero de 1965, el Sr. Ferreiro es ingeniero mecánico graduado en la Universidad Nacional de la Plata. Desde 1992 ha ocupado diversos cargos gerenciales y de dirección en latinoamérica con responsabilidad sobre activos de E&P y G&P, con

una activa participación en las cámaras de energía en dichos países. Entre 2006 y 2015 fue CEO de Transportadora de Gas del Perú, y a partir del 2015 ejerció la función de Director Región Norte de Tecpetrol, con responsabilidades por las operaciones de E&P y G&P en Mexico, Colombia, Venezuela y Ecuador. Actualmente se desempeña como Director General de Desarrollo de Negocios de Gas & Power y Comercial.

Federico Sameghini: Nacido el 28 de marzo de 1978. Ingeniero Ambiental de la Universidad Católica Argentina (UCA). Posee un Postgrado de Economía Ambiental de la UCEMA. Actualmente ocupa el cargo de Director de Medio Ambiente, Seguridad y Salud.

Martín Leandro Bengochea: Nacido el 20 de junio de 1976. Licenciado en Economía de la Universidad Nacional del Sur. Posee un Master en Finanzas en la UCEMA. Actualmente desempeña el cargo de Director de la Región Cuenca Neuquina y Vaca Muerta.

Horacio Pizarro: Nacido el 1ro de agosto de 1976. Ingeniero Industrial de la Universidad Católica Argentina. Posee un Postgrado en Ingeniería de Reservorios y Explotación de Yacimiento de la Universidad de Buenos Aires. Actualmente ocupa el cargo de Director Áreas Convencionales.

Leopoldo Macchia: Nacido el 7 de diciembre de 1975. Ingeniero Industrial del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Posee un Master en Administración de Empresas (MBA) en el INSEAD de Francia y un Postgrado de Especialización en Gas Natural Gas en la Universidad de Buenos Aires (UBA). Actualmente ocupa el cargo de Director de Comercialización de Petróleo y Gas Natural

María Silvina Abad: Nacida el 19 de septiembre de 1963. Licenciada en Sistemas de la Universidad Católica de La Plata. Posee un Postgrado de Desarrollo Directivo del IAE. Actualmente ocupa el cargo de Directora de IT & Sistemas,

Asesores legales y auditores externos

El asesor legal de la Emisora, a la fecha de este Prospecto, es FINMA S.A.I.F., una empresa relacionada a Tecpetrol, con domicilio en Carlos M. Della Paolera 299 – Piso 16°, Ciudad de Buenos Aires, Argentina, en tanto que su auditor externo durante los tres últimos ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 ha sido la firma PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L., siendo actualmente el auditor titular el Dr. Alejandro Javier Rosa y los auditores suplentes el Dr. Mariano Carlos Tomatis y el Dr. Reinaldo Sergio Cravero, todos ellos pertenecientes a la firma auditora antes mencionada y debidamente matriculados por ante el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La misma tiene domicilio en Bouchard 557, Ciudad de Buenos Aires.

Responsable de Relaciones con el Mercado

De conformidad con lo prescripto en el artículo 99 inciso a) de la Ley de Mercado de Capitales, la Emisora ha designado como Responsable de Relaciones con el Mercado a Sr. Emiliano León (DNI 23.888.057), Tel. (54) 11 4018-6111, e-mail: emiliano.leon@tecpetrol.com.

e) Gobierno Corporativo

La Emisora ha implementado un Programa de Cumplimiento de Conducta Empresarial, un plan integral que refleja los principios, estándares, políticas y procedimientos de la Emisora en materia de soborno y ética empresarial y que define cómo la Emisora se relaciona con los funcionarios públicos, entidades gubernamentales, otras corporaciones públicas y privadas, terceros, socios comerciales y empleados.

El Programa de Cumplimiento tiene como objetivo prevenir la corrupción y fomentar una cultura de conducta ética y transparente. Contempla medidas sustanciales en la evaluación periódica de riesgos, destinadas a identificar riesgos críticos y prevenir posibles incumplimientos o violaciones a las regulaciones anticorrupción.

Asimismo, el programa incluye una serie de políticas y procedimientos orientados a cumplir de manera sistemática con las regulaciones contra el soborno y los estándares aceptados en todo el mundo, y fomentar una cultura ética y transparente en toda la Compañía.

El programa de la Tecpetrol considera también la implementación de procedimientos específicos para evaluar, seleccionar y contratar representantes, agentes aduanales, gestores de permisos, socios, asesores y / o consultores. Estos procedimientos incluyen procesos de debida diligencia, controles de autorización internos y disposiciones para garantizar el compromiso de terceros con las políticas anticorrupción de la Emisora.

Tecpetrol comunica y capacita al personal respecto de las políticas y procedimientos contra el soborno, a través de cursos online y sesiones presenciales, con el objetivo de reforzar los conocimientos en materia de conducta empresarial, incrementando la concientización entre los empleados, destacando la importancia de la aplicación de los controles y el mantenimiento de registros transparentes y exactos.

El monitoreo continuo de la implementación efectiva del Programa, junto a la utilización de la “Línea Transparente” como canal de denuncias que garantiza la confidencialidad y está disponible para empleados y terceros, permiten detectar posibles incumplimientos y adoptar las medidas necesarias para su remediación.

f) Empleados

Descripción General

Nuestra visión de ser una empresa sustentable y en crecimiento requiere de una cultura comprometida y responsable. Sobre todo, nos impulsa a encontrar, formar y retener a los mejores talentos del mercado local. Frente a este desafío, nos proponemos encarar el proceso de dar empleos como una oportunidad para analizar el mercado, evaluar los más eficaces medios de búsqueda y dar a conocer a nuestra empresa para ser elegidos como un excelente lugar para trabajar y ampliar la experiencia. La fuerte inversión en capacitación que distingue a la empresa es una clara muestra de su compromiso en este sentido.

La Emisora enfoca su estrategia de crecimiento y proyección buscando la incorporación de nuevas reservas. En exploración y reservorios, cuenta con un grupo de profesionales altamente calificado

en geociencias, y orientado a evaluaciones de proyectos, estrategias de exploración, selección de locaciones, propuestas de pozos para perforación y workovers, que le permiten tomar decisiones de riesgo.

El equipo de profesionales cuenta con una amplia experiencia en las cuencas petrolíferas de Latinoamérica y una metodología de trabajo que le permite trabajar en cualquier ámbito.

Las actividades se desarrollan bajo los siguientes principios:

- Responsabilidad en la operación
- Nivel profesional del personal
- Operación confiable y segura, cumpliendo estándares internacionales
- Utilización eficiente de los recursos
- Cumplimiento de las obligaciones contractuales
- Compromiso permanente con la seguridad del personal, con el medio ambiente y con la comunidad en general

Tecpetrol apoya los diez principios del Pacto Global de Naciones Unidas en materia de derechos humanos, derechos laborales, medio ambiente y lucha contra la corrupción.

Empleados

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, la Emisora tenía 721, 634 y 595 empleados, respectivamente.

La Emisora tiene como prioridad consolidar su crecimiento mediante la formación de recursos humanos calificados, comprometidos y con amplia experiencia en los distintos negocios en los que opera. Por este motivo la formación constituye un aspecto clave y permanente en la estrategia de recursos humanos de Tecpetrol. Disponemos de numerosos y diversos programas de entrenamiento para nuestros colaboradores, sostenidos en metodologías de aprendizaje que nos permiten crear, transformar y distribuir el conocimiento. Se promueve la actualización continua y la incorporación de las mejores prácticas de la industria.

Adaptamos los principales programas corporativos al contexto mundial mediante un gran proceso de adaptación y cambio cultural. Hemos implementado de manera 100% on line con éxito un programa de cambio cultural denominado Liderando Tecpetrol. El cual trabaja sobre las habilidades de liderazgo y su impacto en los resultados de negocio. Participaron en simultaneo profesionales de México, Colombia y Ecuador. A su vez, adaptamos nuestra oferta de formación on line a las necesidades que relevábamos en las diferentes encuestas de pulso que fuimos lanzando. Creamos itinerarios virtuales de aprendizajes con recursos que ayudan a trabajar las nuevas habilidades que nos exige este contexto.

Convencidos de que los atributos y las singularidades de cada uno de nosotros construyen un equipo más fuerte y buscando impulsar un diálogo que apoye el desarrollo del talento de nuestra empresa en julio de 2019 incorporamos el programa “+diversidad” que tiene como objetivo aceptar, valorar y promover la diversidad en Tecpetrol en todas sus dimensiones.

Evolución y Afiliaciones

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 la Emisora tenía 721, 634 y 595 empleados, respectivamente.

		2022			2021			2020		
Agrupador	Área Funcional	Dotación	Dotación	%HC	Dotación	Dotación	%HC	Dotación	Dotación	%HC
Dirección/Presidencia	Dirección de Sociedad o Negocios	6	6	0,8%	6	6	0,9%	4	4	1%
Área Staff	Supply Chain	52	242	33,6%	47	213	33,6%	47	213	36%
	Administración y Finanzas	67			62			68		
	Asistencia	13			15			14		
	Conducta Empresarial	3			3			3		
	Sistemas	64			48			47		
	Auditoria	5			5			4		
	Comunicaciones	4			3			-		
	Recursos Humanos	34			30			30		
Desarrollo Negocio/ comercial/Planeamiento	Business y Planeamiento	28	75	10,4%	28	64	10,1%	23	53	9%
	Desarrollo Negocios	24			17			11		
	Comercial	23			19			19		
Área Core del negocio	Exploración y Desarrollo	67	398	55,2%	65	351	54,4%	63	325	54%
	Ingeniería y facilities	32			40			35		
	Operaciones	186			147			138		
	Perforación y WO	77			64			53		
	Relaciones Laborales y Security	14			14			15		
	Seguridad y Medioambiente	22			21			21		
Total		721			634			595		

A continuación, se detalla la evolución de la cantidad de personal propio de la Emisora sindicalizados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

Afiliaciones por Sindicato	2022	2021	2020
Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de la Patagonia	6	7	7
Sindicato del Petróleo y Gas Privado de Chubut	1	1	2
Sindicato del Petróleo y Gas Privado de Cuyo	0	0	0
Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado del Neuquén	34	32	
Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de Salta, Jujuy y	0	0	0

Total	41	40	42
--------------	-----------	-----------	-----------

La Emisora trabaja en conjunto con la Nación, Provincia, Sindicatos y Contratistas en la búsqueda responsable de soluciones que garanticen el desarrollo y la sustentabilidad de la explotación petrolera a largo plazo. A partir de 2010, dentro de un contexto de alta conflictividad gremial, provocado entre otras causas por el aumento del costo de vida y los conflictos intra e inter-sindicales, se agudizaron los reclamos de los sindicatos por incrementos salariales que derivaron en la adopción de medidas de fuerza que en algunos casos llegaron a huelgas, que no afectaron la continuidad del servicio. En las negociaciones paritarias se acordaron incrementos salariales alineados con la inflación. El salario del personal fuera de convenio recibió ajustes equivalentes.

A la fecha de este Prospecto, el 45,4% del personal de la compañía en Argentina se encuentra alcanzada por convenios colectivos de trabajo, de los cuales el 12,5% está afiliado. Del personal alcanzado, más del 99% lo está por el Sindicato de Personal Jerárquicos y Profesional del Petróleo y Gas de las diferentes regiones donde Tecpetrol opera. El restante corresponde al Sindicato de Petróleo y Gas privado.

Los contratistas aplican las mejores prácticas de la Emisora de modo de garantizar la seguridad del personal y la adecuada protección del medio ambiente y deben actuar bajo los mismos principios de calidad y exigencia con el que lo hace la empresa. La cantidad de contratistas ha ido acompañando las necesidades del negocio. En la actualidad más de 2000 contratistas trabajan en conjunto en el desarrollo de los proyectos de la compañía. La mayoría del personal de los contratistas está alcanzado por los convenios colectivos.

Programa de Beneficios

Con excepción de los programas descriptos a continuación, la Emisora no posee planes y/o programas de beneficios para sus empleados:

Programas de beneficio por retiro y otros.

La Emisora tiene vigente dos programas de beneficios bajo la modalidad de “beneficios definidos no fondeados” y “otros beneficios a largo plazo” que, bajo ciertas condiciones por ella establecidas, se otorgan con posterioridad al retiro y durante el ejercicio laboral, los cuales son registrados siguiendo los lineamientos de las normativas contables vigentes.

Las principales premisas actuariales consideran una tasa de descuento del 7% y del 5,7% real promedio y una tasa de incremento salarial del 2% y 3% respectivamente.

El pasivo correspondiente a estos programas se encuentra registrado al valor presente de la obligación al cierre del ejercicio, el cual es calculado por actuarios independientes, al menos una vez al año, utilizando el método de “Unidad de crédito proyectada”. Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 el pasivo reconocido bajo NIIF asciende a \$3.573.459, \$1.643.292 y a \$1.192.032 (en miles de pesos), respectivamente, y se expone dentro del rubro “Programas de beneficio al personal”, no existiendo deuda exigible al cierre del ejercicio.

El cargo a resultados calculado conforme a NIIF, ascendió a a \$779.721, \$330.854 y a \$184.829 (en miles de pesos) en los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente.

Programa de retención e incentivo a largo plazo de empleados

Tecpetrol Investments S.L.U. (anteriormente Tecpetrol International S.A., controlante indirecta de la Emisora) tiene vigente un programa de retención e incentivos a largo plazo para ciertos directivos de algunas subsidiarias. Conforme a este programa, los beneficiarios de Tecpetrol recibirán un número de unidades valuadas al valor en libros del Patrimonio Neto Consolidado por acción de Tecpetrol Investments S.L.U. (excluyendo la participación no controlante).

Las unidades son devengadas en un período de cuatro años y Tecpetrol pagará la compensación equivalente a las unidades asignadas luego de transcurrido un período de establecido que, de acuerdo a las condiciones del plan otorgado, contempla dos períodos diferenciados de rescate: i) 10 años a la fecha de recepción, con opción por parte del empleado de solicitarlas a partir del séptimo año, ii) 7 años de la fecha de recepción o bien, en ambos casos, cuando el mismo quede desvinculado de Tecpetrol. El pago se realizará al valor de libros del último Patrimonio Neto Consolidado publicado por acción atribuible a los accionistas de Tecpetrol Investments S.L.U. al momento del pago. Los beneficiarios recibirán también importes en efectivo equivalentes al dividendo pagado por acción, cada vez que Tecpetrol Investments pague un dividendo en efectivo a sus accionistas.

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 el pasivo reconocido bajo NIIF asciende a \$3.472.867, \$1.474.751 y a \$1.017.159 (en miles de pesos), respectivamente, y se expone dentro del rubro “Programas de beneficio al personal”, no existiendo deuda exigible al cierre del ejercicio.

El cargo a resultados calculado conforme a NIIF, ascendió a \$859.564, \$616.203 y a \$146.327 (en miles de pesos) en los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, respectivamente.

IX. IX. ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

a) Estructura de la Emisora y su grupo económico

Estructura Organizacional: La Organización Techint:

En lo que se refiere al detalle de Sociedades Controladas, Vinculadas y Otras Participaciones de Tecpetrol, ver dentro del presente capítulo el punto denominado “Listado de sociedades Controladas, Vinculadas y Otras Participaciones de Tecpetrol”. La Emisora es controlada indirectamente por San Faustin S.A., una *Société Anonyme* radicada en Luxemburgo, la cual es la sociedad holding controlante de la denominada Organización Techint (“Organización Techint”), constituida por un conjunto de empresas operativas distribuidas alrededor del mundo. Véase “Capítulo IX. Estructura de la Emisora, Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas – a) Estructura de la Emisora y su grupo económico – Beneficiario Final” del presente Prospecto.

Las actividades de las empresas integrantes de la Organización Techint son muy variadas e incluyen la producción de tubos de acero (Tenaris), productos planos de acero (Ternium), la prestación de servicios de ingeniería, construcción y administración de proyectos (Techint Ingeniería y Construcción), petróleo y gas (Tecpetrol), y otras ramas de servicios y manufacturas (Humanitas y Tenova). Dichas empresas, al 31 de diciembre de 2021, conforme la última información disponible, contaban con aproximadamente 55.800 empleados y durante el año concluido a dicha fecha tuvieron ingresos totales de aproximadamente US\$ 27.100 millones.

Durante más de 70 años de actividad, las compañías de la Organización Techint han evolucionado, aprovechando la vasta experiencia adquirida en áreas como la siderúrgica, construcción de infraestructuras complejas, diseño y construcción de plantas y maquinaria industriales, tecnologías para las industrias de metales y minería, la exploración y producción de petróleo y gas y las instalaciones de salud orientadas a la investigación.

En todo momento, las empresas han mantenido un profundo compromiso con la eficiencia, calidad, integridad y respeto por el valor de las personas, promoviendo la salud y la seguridad entre los empleados, cuidando la huella de las operaciones en el medio ambiente, estableciendo relaciones transparentes y constructivas con las comunidades locales y estableciendo relaciones a largo plazo con clientes y proveedores. Hoy en día, las empresas de la Organización Techint están activas en un pequeño número de industrias claramente circunscritas, donde tienen una importancia global o regional:

- **Tenaris** es un proveedor líder de tubos de acero y servicios relacionados, principalmente para el sector energético como así también para algunas otras aplicaciones industriales;
- **Ternium** es un proveedor líder de productos aceros planos en América Latina, con instalaciones de fabricación y procesamiento de acero, y con centros de servicio y distribución a lo largo de América;
- **Techint Ingeniería y Construcción** lleva a cabo, desde el diseño hasta la ejecución, proyectos de alta complejidad en los sectores de Petróleo y Gas,

Energía, Plantas Industriales, Refinerías, Plantas Petroquímicas, Minería e Infraestructura y Construcción.

- **Tenova** es un socio mundial para soluciones innovadoras, fiables y sostenibles en metales y minería, que diseña tecnologías y desarrolla servicios que ayudan a reducir los costes, ahorrar energía, limitar el impacto medioambiental y mejorar las condiciones de trabajo;
- **Tecpetrol** se dedica a la exploración, producción, transporte y distribución de hidrocarburos, así como la generación de energía en varios países de América;
- **Humanitas** promueve, implementa y administra iniciativas de atención de la salud, investigación y la enseñanza.

Adicionalmente, Exiros es una empresa de la Organización Techint que ofrece una amplia gama de servicios de abastecimiento a muchas de las empresas mencionadas.

Salvo que así se lo indique en el respectivo Suplemento de Precios, ninguna sociedad parte de la Organización Techint garantiza de modo alguna las obligaciones del Emisor respecto a los títulos que pudiera emitir bajo el presente Programa.

Listado de sociedades Controladas, Vinculadas y Otras Participaciones de Tecpetrol

La Emisora es controlada por Tecpetrol Internacional S.L., domiciliada en el Reino de España, quien posee subsidiarias que desarrollan, invierten y operan negocios en la producción, transporte y distribución de petróleo y gas en Argentina, Bolivia, Ecuador, México, Perú y Colombia.

A continuación, se detalla la sociedad controlante y las participaciones en sociedades de Tecpetrol a la fecha de emisión del presente Prospecto:

Sociedad Controlante	Actividad principal	País	%
Tecpetrol Internacional S.L.	Inversiones y participación en sociedades.	España	95,98
Control Conjunto	Actividad principal	País	%
Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A.	Construcción y explotación de un oleoducto en Argentina	Argentina	15

Otras participaciones	Actividad principal	País	%
Oleoducto del Valle S.A.	Concesión de transporte de oleoductos a Allen y del oleoducto Allen - Puerto Rosales	Argentina	2,10
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	Almacenaje y embarque de hidrocarburos.	Argentina	4,20
Tecpetrol del Perú S.A.C.	Exploración, explotación y venta de hidrocarburos.	Perú	2,00
Tecpetrol Bloque 56 S.A.C.	Exploración, explotación y venta de hidrocarburos.	Perú	2,00
Tecpetrol Operaciones S.A. de C.V. ²	Prestación de servicios en el área de hidrocarburos	México	0,9482

² Anteriormente denominada Burgos Oil Services S.A. de C.V.

Norpower S.A. de C.V.	Prestación de servicios en el área de hidrocarburos.	México	0,60
Tecpetrol Colombia S.A.S.	Exploración, explotación y venta de hidrocarburos.	Colombia	0,1491
Tecpeservices S.A.	Prestación de servicios de diseño, ingeniería y construcción de obras en campos o cualquier otra infraestructura petrolera.	Ecuador	0,0063
Tecpecuador S.A.	Prestación de servicios en el área de hidrocarburos.	Ecuador	0,00007

b) Accionistas Principales

A la fecha de este Prospecto, el capital social de la Emisora es de \$4.436.448.068 dividido en la siguiente forma: 3.106.342.422 (tres mil ciento seis millones trescientos cuarenta y dos mil cuatrocientas veintidós) acciones ordinarias escriturales “A”, y 1.330.105.646 (mil trescientos treinta millones ciento cinco mil seiscientos cuarenta y seis) acciones ordinarias escriturales “B”.

Todas las acciones en circulación se encuentran totalmente integradas. A continuación, se detalla la composición accionaria actual:

Accionista	Clase	Cantidad de Acciones	Porcentaje de Capital
Tecpetrol Internacional S.L., con domicilio en Calle Recoletos 23, piso 3° 28001, Madrid, España.	AB	2.928.275.448 1.330.105.646	66,0050% 29,9813%
Tecpetrol Investments S.L.U., con domicilio en Calle Recoletos 23, 3er piso, Madrid 28001, España ³	A	178.066.962	4,0137%
Claudio R. Hirschler, argentino, DNI. 7.595.988, con domicilio en Av. Juan B. Justo 1045 – Piso 29° - 2R – CABA.	A	4	0,0000001 %
Ricardo J.P. Soler, argentino, DNI. 8.482.546, con domicilio en Montevideo 1656 – Piso 11° - CABA.	A	4	0,0000001 %
Pablo R. Stampalia, argentino, DNI. 14.010.943, con domicilio en José Luis Cantilo 4455 – CABA.	A	4	0,0000001 %

❖ Tecpetrol Internacional S.L. es una sociedad debidamente constituida conforme las leyes españolas, inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en el tomo 20.485, Folio 31°, Sección 8ª, Hoja M-362494, inscripción 1ª, e inscrita bajo los términos del art. 123 de la Ley N° 19.550 en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, dependiente de la Inspección General de Justicia, el 1° de marzo de 2005 bajo el N° 293, del Libro 57, Tomo B de Estatutos Extranjeros.

❖ Tecpetrol Investments S.L.U. (anteriormente denominada Tecpetrol Internacional S.A.) se encuentra inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en el tomo 40.065, Folio 130, Sección 8ª, Hoja M-711826, inscripción 1ª y originalmente se encuentra inscrita en el Registro Público de Comercio de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, dependiente de la Inspección General de Justicia, bajo los términos del art. 123 de la Ley N° 19.550, como Tecpetrol Internacional S.A.,

³ En Enero de 2020, el accionista Tecpetrol Internacional S.A. aprobó el traslado de su domicilio de dicha sociedad a España, modificando la denominación social a la actual de Tecpetrol Investments S.L.U.

con fecha 19 de agosto de 2005 bajo el N° 643, del Libro 57, Tomo B de Estatutos Extranjeros.

Beneficiario Final:

Tecpetrol Internacional S.L. se encuentra controlada al 100% por Tecpetrol Investments S.L.U., sociedad legalmente constituida en España, cuyo presidente es Carlos Arturo Ormachea. Por su parte, Tecpetrol Investments S.L.U. se encuentra indirectamente controlada por San Faustin S.A. (en adelante “San Faustin”), una *Société Anonyme* radicada en Luxemburgo. San Faustin es la sociedad holding controlante de la denominada Organización Techint (respecto de la composición de la denominada “Organización Techint”, remitirse a lo expuesto sobre la misma en el último punto del Capítulo IX “Estructura de la Emisora, Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas”).

Rocca & Partners Stichting Administratiekantoor Aandelen San Faustin, una fundación privada holandesa (en adelante “R&P STAK”) mantiene acciones con voto de San Faustin en número suficiente para controlarla.

No existen personas o grupo de personas controlantes de R&P STAK.

Salvo que así se lo indique en el respectivo Suplemento de Precio, ninguna sociedad parte de la Organización Techint garantiza de modo alguna las obligaciones del Emisor respecto a los títulos que pudiera emitir bajo el presente Programa.

c) Transacciones con partes relacionadas

Durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 se habían perfeccionado las siguientes transacciones con sociedades relacionadas (valores expresados en miles de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Ingresos por ventas			
Otras sociedades relacionadas	8.235.751	4.761.659	2.495.024
Compras de productos y servicios			
Otras sociedades relacionadas	(33.228.887)	(11.364.993)	(581.515)
Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A.	(187.097)	(97.865)	(78.190)
	<u>(33.415.984)</u>	<u>(11.462.858)</u>	<u>(659.705)</u>
Reembolsos de gastos			
Otras sociedades relacionadas	494.919	77.274	92.106
Intereses ganados			
Otras sociedades relacionadas	224.490	66.615	6.187
Intereses perdidos			
Tecpetrol Internacional S.L.U.	(109.880)	(1.411.419)	(1.888.527)
Tecpetrol Internacional S.L.U. Sucursal Uruguay	-	(16.986)	-
Otras sociedades relacionadas	(62.879)	(43.485)	(10.968)
	<u>(172.759)</u>	<u>(1.471.890)</u>	<u>(1.899.495)</u>
Otros ingresos			
Otras sociedades relacionadas	235.498	-	-

X. ACTIVOS FIJOS

Los activos fijos de Tecpetrol constan de inversiones de exploración, evaluación y de desarrollo que le permiten explorar y desarrollar reservas de hidrocarburos en las áreas donde participa.

Las inversiones de exploración y evaluación incluyen los derechos de exploración y explotación de las áreas, los costos de perforación de pozos exploratorios, estudios geológicos y demás costos directamente atribuibles a la actividad.

Las inversiones de desarrollo incluyen los costos de perforación de pozos de desarrollo, las intervenciones realizadas en pozos que desarrollan reservas y/o incrementan la producción y la adquisición e instalación de plantas de producción y maquinarias para llevar a cabo el proyecto.

En el punto “Actividades de exploración y producción” incluido en el Capítulo V. Información Sobre la Emisora se detallan las áreas petrolíferas y gasíferas operadas por la Emisora y aquellas en las que la Emisora participa como socio no operador.

XI. ANTECEDENTES FINANCIEROS

a) Estados financieros

Las siguientes tablas presentan la información financiera y de otra índole seleccionada de la Emisora y para cada uno de los ejercicios indicados. La siguiente información debe leerse junto con los Estados Financieros de la Emisora, incluyendo sus notas, así como con las secciones “*Información sobre la emisora*” y “*Capítulo XI. Antecedentes Financieros - f) Reseña y perspectiva operativa y financiera*”.

Los datos seleccionados del Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, y los datos seleccionados del Estado de Resultados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 han sido extraídos de los Estados Financieros Anuales Auditados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, los cuales fueron confeccionados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”). Los Estados Financieros Auditados de la Emisora han sido auditados por PwC, conforme se detalla en otra sección de este Prospecto.

Presentación de información financiera en economías de hiperinflación

La Emisora ha definido como su moneda funcional el dólar estadounidense, ya que ésta es la moneda que mejor refleja la sustancia económica del contexto primario en el cual la entidad opera. Tanto las ventas como los precios de los principales costos de perforación son negociados, pactados y perfeccionados en dólares estadounidense o considerando la fluctuación del tipo de cambio respecto de dicha moneda.

Las partidas incluidas en los Estados Financieros de la Emisora se registran en la moneda funcional, siendo el peso argentino la moneda de presentación de los Estados Financieros Anuales.

Dado que la moneda funcional adoptada no es la moneda correspondiente a una economía hiperinflacionaria, no se aplica la Norma Internacional de Contabilidad 29 Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias. En consecuencia, las cifras correspondientes a los ejercicios 2022, 2021 y 2020 se encuentran convertidas a la moneda de presentación correspondientes para los activos y pasivos a tipos de cambio de cierre y para los resultados a tipos de cambio promedio de dichos ejercicios.

1) Estado de Resultados (expresado en miles de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Operaciones continuas			
Ingresos por ventas	172.197.992	117.130.161	71.539.990
Costos operativos	(113.027.541)	(60.880.340)	(42.805.774)
Margen bruto	59.170.451	56.249.821	28.734.216
Gastos de comercialización	(8.652.818)	(1.363.998)	(4.904.395)
Gastos de administración	(11.853.408)	(6.148.246)	(3.317.188)

Costos de exploración y evaluación	(2.492.908)	(1.176.171)	(1.706.800)
Otros ingresos operativos	1.069.938	311.175	249.073
Otros egresos operativos	(13.498)	(266.998)	(37.657)
Resultado operativo	37.227.757	47.605.583	19.017.249
Ingresos financieros	4.899.528	3.827.243	1.972.855
Costos financieros	(11.245.034)	(6.229.256)	(5.464.056)
Otros resultados financieros netos	(13.639.339)	(6.466.509)	(10.023.961)
Resultado antes de resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional y del impuesto a las ganancias	17.242.912	38.737.061	5.502.087
Resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional	151.372	1.899	(4.725)
Resultado antes del impuesto a las ganancias	17.394.284	38.738.960	5.497.362
Impuesto a las ganancias	6.487.597	5.428.198	(1.683.426)
Resultado del ejercicio	23.881.881	44.167.158	3.813.936
Resultado atribuible a:			
Accionistas de la Sociedad	23.881.881	44.167.158	3.813.936

2) Estado de Resultados Integrales (expresado en miles de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Resultado del ejercicio	23.881.881	44.167.158	3.813.936
Otros resultados integrales:			
<i>Items que pueden ser reclasificados posteriormente en resultados:</i>			
Operaciones continuas			
Efecto de conversión monetaria de inversiones en sociedades a valor patrimonial proporcional	217.512	40.342	54.379
<i>Items que no pueden ser reclasificados posteriormente en resultados:</i>			
Operaciones continuas			
Efecto de conversión monetaria - Tecpetrol S.A.	80.890.542	12.459.157	12.548.456
Variación en el valor razonable de inversiones en instrumentos de patrimonio	(235.835)	178.441	225.261
Resultados actuariales netos generados por programas de beneficios al personal	(340.642)	(380.046)	96.237
Impuesto a las ganancias relativo a componentes de otros resultados integrales	195.424	(89.060)	(83.217)
Total de otros resultados integrales del ejercicio	80.727.001	12.208.834	12.841.116
Total de resultados integrales del ejercicio	104.608.882	56.375.992	16.655.052
Resultados integrales atribuibles a:			
Accionistas de la Sociedad	104.608.882	56.375.992	16.655.052

3) Estado de Situación Financiera (expresado en miles de pesos)

	Al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipos - Activos de exploración, evaluación y desarrollo	264.404.993	128.946.423	105.584.348
Activos por derecho de uso	5.265.628	3.115.469	1.520.902
Inversiones en sociedades a valor patrimonial proporcional	598.800	229.916	187.618
Inversiones en instrumentos de patrimonio a valor razonable	3.506.724	2.085.520	1.542.888

Activo por impuesto diferido	10.450.437	101.234	-
Otros créditos y anticipos	2.616.320	861.219	1.537.422
Crédito por impuesto a las ganancias	4.255.266	46.581	74.822
Total del Activo no corriente	291.098.168	135.386.362	110.448.000
Activo corriente			
Inventarios	6.368.256	3.426.980	2.771.888
Otros créditos y anticipos	17.001.629	11.524.577	18.423.719
Crédito por impuesto a las ganancias	1.400.000	1.742.301	-
Créditos por ventas	26.124.111	13.165.006	7.857.235
Instrumentos financieros derivados	-	844	14.399
Otras inversiones	39.968.330	34.381.743	11.933.176
Efectivo y equivalentes de efectivo	371.411	18.688.759	10.391.822
Total del Activo corriente	91.233.737	82.930.210	51.392.239
Activos clasificados como mantenidos para la venta	-	208.518	-
Total del Activo	382.331.905	218.525.090	161.840.239
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
Patrimonio Neto			
Capital social	4.436.448	4.436.448	4.436.448
Contribuciones de capital	897.941	897.941	897.941
Reserva legal	5.904.780	1.093.052	720.337
Otras reservas	76.744.000	42.439.772	34.051.673
Reserva para futuros dividendos	72.332.686	10.047.762	4.904.199
Resultados no asignados	33.711.067	43.079.489	607.874
Total del Patrimonio Neto	194.026.922	101.994.464	45.618.472
Pasivo no corriente			
Deudas bancarias y financieras	57.251.259	20.208.796	48.240.195
Pasivo por impuesto diferido	-	-	4.085.293
Pasivos por derecho de uso	1.760.115	1.627.483	1.016.265
Programas de beneficio al personal	5.793.501	2.720.327	1.920.168
Previsiones	9.615.762	4.405.734	4.390.633
Total del Pasivo no corriente	74.420.637	28.962.340	59.652.554
Pasivo corriente			
Deudas bancarias y financieras	71.002.807	71.391.962	47.957.135
Pasivos por derecho de uso	2.127.589	1.223.978	595.711
Programas de beneficio al personal	1.252.825	397.716	289.023
Previsiones	636.640	510.465	359.107
Instrumentos financieros derivados	-	166.061	118.710
Deudas comerciales y otras deudas	38.864.485	13.878.104	7.249.527
Total del Pasivo corriente	113.884.346	87.568.286	56.569.213
Total del Pasivo	188.304.983	116.530.626	116.221.767
Total del Patrimonio Neto y del Pasivo	382.331.905	218.525.090	161.840.239

4) Estado de Evolución del Patrimonio Neto (expresado en miles de pesos)

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020.

	Total atribuible a los accionistas de la Sociedad
Saldos al 31 de diciembre de 2019	29.088.420
Resultado del ejercicio	3.813.936
Otros resultados integrales del ejercicio	12.841.116
Dividendos pagados	(125.000)
Saldos al 31 de diciembre de 2020	45.618.472
Resultado del ejercicio	44.167.158
Otros resultados integrales del ejercicio	12.208.834
Saldos al 31 de diciembre de 2021	101.994.464
Resultado del ejercicio	23.881.881
Otros resultados integrales del ejercicio	80.727.001
Dividendos pagados	(12.576.424)
Saldos al 31 de diciembre de 2022	194.026.922

5) Estado de Flujo de Efectivo (expresado en miles de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
ACTIVIDADES OPERATIVAS			
Resultado del ejercicio	23.881.881	44.167.158	3.813.936
Ajustes al resultado del ejercicio para arribar al flujo operativo de fondos	63.493.390	32.091.465	36.567.632
Variación en el capital de trabajo	(5.498.800)	5.363.643	(9.809.362)
Otros, incluyendo el efecto de conversión monetaria	12.270.129	8.718.069	6.979.835
Pagos de planes de beneficio al personal	(216.423)	(860.756)	(208.852)
Pagos de impuesto a las ganancias	(5.595.391)	(1.677.278)	(24.123)
Efectivo generado por actividades operativas	88.334.786	87.802.301	37.319.066
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
Inversiones en propiedades, planta y equipos	(89.979.656)	(33.519.862)	(5.502.888)
Cobro por ventas de propiedades, planta y equipos	192.191	55.601	13.331
Dividendos cobrados	465.821	201.052	90.660
Variación de otras inversiones	7.464.675	(22.448.567)	(12.525.055)
Pagos por activos clasificados como mantenidos para la venta	(135.003)	(67.476)	-
Cobro por venta de activos clasificados como mantenidos para la venta	444.016	-	-
Altas de inversiones en instrumentos de patrimonio a valor razonable	-	-	(801)
Ingreso por venta de participación en asociadas	-	-	18.387
Préstamo otorgado a partes relacionadas	-	-	(70.709)
Efectivo aplicado a actividades de inversión	(81.547.956)	(55.779.252)	(17.977.075)
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN			
Tomas de préstamos	77.176.665	25.573.146	1.256.955
Emisión de obligaciones negociables	-	467.977	2.951.943
Cancelaciones de préstamos	(108.119.291)	(47.866.809)	(15.894.972)
Recompra de obligaciones negociables	-	(2.902.550)	(791.358)
Dividendos pagados	(5.231.150)	-	(125.000)
Pagos de pasivos por derecho de uso	(1.934.024)	(769.659)	(800.692)
Efectivo aplicado a actividades de financiación	(38.107.800)	(25.497.895)	(13.403.124)
(Disminución) / Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(31.320.970)	6.525.154	5.938.867

Variación en efectivo y equivalentes de efectivo

Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	18.688.759	10.391.822	2.000.326
(Disminución) / Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(31.320.970)	6.525.154	5.938.867
Diferencias de conversión	2.967.189	1.771.783	2.452.629
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	(9.665.022)	18.688.759	10.391.822

	Al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Efectivo y equivalentes de efectivo	371.411	18.688.759	10.391.822
Descubiertos en cuenta corriente	(10.036.433)	-	-
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	(9.665.022)	18.688.759	10.391.822

b) Indicadores financieros

El siguiente cuadro contiene ciertos índices comparativos de la Emisora al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020. Dichos indicadores han sido calculados con datos extraídos de los Estados Financieros que se mencionan en el presente Prospecto, y deben ser leídos junto con dichos Estados Financieros.

	Al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Solvencia (i)	103,04%	87,53%	39,25%
Liquidez (ii)	80,11%	94,70%	90,85%
Inmovilización del capital (iii)	76,14%	61,95%	68,25%
Rentabilidad (iv)	16,14%	59,84%	10,21%

(i) Solvencia: Patrimonio neto / Total del pasivo

(ii) Liquidez: Activo corriente / Pasivo corriente

(iii) Inmovilización de capital: Activo no corriente / Total del activo

(iv) Rentabilidad: Resultado del ejercicio / Patrimonio neto promedio

A continuación, se explican las principales variaciones de los indicadores financieros:

Solvencia:

El índice de solvencia se incrementó en 16 puntos en el ejercicio al 31 de diciembre de 2022 principalmente por el incremento del patrimonio neto originado por los resultados de la Sociedad.

Liquidez:

El índice de liquidez disminuyó en 15 puntos en el ejercicio al 31 de diciembre de 2022, principalmente por las inversiones realizadas en el ejercicio y el pago de dividendos.

Inmovilización del capital:

El índice de inmovilización de capital aumentó 14 puntos al 31 de diciembre de 2022, debido al incremento de propiedades, plantas y equipos por mayores inversiones principalmente en el área Fortín de Piedra.

Rentabilidad:

El índice de rentabilidad al 31 de diciembre de 2022 es 44 puntos menor al del ejercicio anterior,

dado el mayor patrimonio neto por los resultados obtenidos por la Emisora y el efecto de la conversión, neto de la distribución de dividendos del ejercicio.

c) Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro detalla cierta información financiera de la Emisora al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 incluyendo su deuda de corto y largo plazo y patrimonio neto. Este cuadro debe leerse junto con “*Capítulo XI. Antecedentes Financieros - f) Reseña y perspectiva operativa y financiera*” en este Prospecto, así como con los Estados Financieros incluidos en otra sección de este Prospecto (Valores expresados en miles de pesos).

	Al 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Endeudamiento de corto plazo (i)	71.002.807	71.391.962	47.957.135
Endeudamiento de largo plazo (i)	57.251.259	20.208.796	48.240.195
Total de endeudamiento (i) (ii)	128.254.066	91.600.758	96.197.330
Total del patrimonio neto	194.026.922	101.994.464	45.618.472
Capitalización total (iii)	322.280.988	193.595.222	141.815.802

- (i) La Emisora registra sus obligaciones de deuda en sus Estados Financieros de acuerdo con la suma de dinero recibida, menos los costos directos de transacción incurridos y las amortizaciones, más los intereses devengados al cierre del ejercicio.
- (ii) Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 el endeudamiento de la Emisora garantizado con garantía corporativa asciende a \$64.965,3 millones, \$58.801,9 millones y \$51.377,1 millones, respectivamente.
- (iii) La capitalización total representa el total del endeudamiento más el total del patrimonio neto.

El incremento de la capitalización total al 31 de diciembre del 2022 se explica por el incremento del endeudamiento en \$36.653,3 millones y por el incremento del patrimonio neto en \$92.032,5 millones.

El aumento del total de endeudamiento de la Emisora se explica principalmente por el efecto de la conversión de la moneda funcional (dólar estadounidense) a la moneda de presentación (pesos), debido a la variación del tipo de cambio, a pesar de haber habido en el ejercicio cancelaciones de capital e intereses superiores a los nuevos préstamos obtenidos.

El aumento del patrimonio neto se explica principalmente por los resultados del ejercicio y el efecto de la conversión del patrimonio neto de la moneda funcional (dólar estadounidense) a la moneda de presentación (pesos), debido a la variación del tipo de cambio, neto de la distribución de dividendos del ejercicio.

d) Capital Social

Para mayor información, véase “*Capítulo IX. Estructura de la Emisora, Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas – b) Accionistas Principales*” del presente Prospecto.

La evolución del capital social de los últimos tres ejercicios se encuentra reflejada en los Estados Financieros Auditados de la Emisora por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de

2022, 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020, respectivamente.

e) Cambios significativos

Con fecha 17 de octubre de 2022, la Emisora en su carácter de prestataria celebró con Itaú Unibanco S.A. Nassau Branch y con Banco Santander S.A., estas últimas en su carácter de prestamistas, un préstamo por la suma de US\$ 300.000.000 (dólares estadounidenses trescientos millones), que fue destinado, de conformidad con lo requerido por el punto 3.17 del T.O. de Comercio Exterior y Cambios, para financiar parte del rescate total de las Obligaciones Negociables Clase 1 arriba mencionadas. El préstamo referido devenga intereses compensatorios a una tasa anual Term SOFR de 3 meses más un margen aplicable de 2,15% por año, que se computan desde la fecha de producido el desembolso y hasta la fecha en que la Sociedad hiciera íntegro y efectivo pago, correspondiendo que los mismos sean abonados trimestralmente conforme al cronograma acordado por las partes. La amortización del préstamo se realizará en trece cuotas trimestrales iguales a partir de los seis meses contados desde el desembolso del Préstamo por parte de las prestamistas y quedará cancelado totalmente a la fecha de vencimiento (a los cuarenta y dos meses desde el desembolso).

Asimismo, con fecha 16 de enero de 2023, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase 5 por un valor nominal de \$32.897.900.000, con un precio de emisión del 100%, que devengan intereses a una tasa BADLAR más un margen de 2% y cuyo vencimiento opera el 16 de julio de 2024. Los intereses serán pagaderos en forma trimestral y el capital será cancelado en forma íntegra al vencimiento. Los fondos obtenidos por la emisión de las mencionadas Obligaciones Negociables tienen como destino principalmente la realización de inversiones en activos fijos, la integración de capital de trabajo y la refinanciación de pasivos.

f) Reseña y perspectiva operativa y financiera

El siguiente análisis debe leerse junto con los estados financieros de la Emisora y sus respectivas notas incluidas en otras partes de este Prospecto.

(i) Resultado Operativo

Factores que afectan nuestras operaciones

Nuestros resultados operativos se ven afectados principalmente por las condiciones económicas en Argentina, cambios en las regulaciones gubernamentales, cambios en los precios y la demanda de petróleo y gas y productos derivados, y fluctuaciones en nuestros costos de ventas y gastos de operación.

Condiciones económicas argentinas

Dado que nuestras operaciones, instalaciones y clientes están ubicados en Argentina, estamos afectados por las condiciones macroeconómicas en el país, incluyendo la inflación y las fluctuaciones de los tipos de cambio. La volatilidad en la economía argentina y las medidas adoptadas y que pueda llegar a adoptar el gobierno argentino han tenido, y se espera que

continúen teniendo, un impacto significativo en nuestro negocio por lo cual la Emisora no puede asegurar que los acontecimientos que afecten las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias o sociales del país no afecten los negocios, resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

Coronavirus e impacto en la economía argentina y en la Emisora:

Con fecha 11 de marzo de 2020 la Organización Mundial de la Salud declaró al COVID-19 pandemia a nivel global. El brote de COVID-19 está teniendo un impacto adverso sobre la economía mundial, incluido el precio del petróleo que registró una baja de más del 50% hacia fines de marzo de 2020. Durante el segundo trimestre de 2020, los productores llegaron a un acuerdo de restricción de producción, el cual sumado a la salida gradual de la pandemia de los países europeos y asiáticos y su consecuente aumento de la demanda, generaron una recuperación del precio del petróleo que se consolidó en el tercer trimestre de 2020.

El alcance final de la pandemia y su impacto en la economía del país es aún incierto. Sin embargo, no se prevé que dicha situación afecte la continuidad de los negocios. Dada la solidez financiera actual de la compañía y de sus accionistas, se estima que podrá seguir haciendo frente a sus compromisos financieros.

Regulaciones cambiarias e impacto en la Emisora:

Por otro lado, el Banco Central impuso mayores restricciones cambiarias, las cuales afectan también el valor de la moneda extranjera en mercados alternativos existentes para ciertas transacciones cambiarias restringidas en el mercado oficial. Estas medidas tendientes a restringir el acceso al mercado cambiario a fin de contener la demanda de dólares, implican la autorización previa del BCRA a ciertas transacciones y la refinanciación de ciertas deudas, siendo de aplicación para la Emisora principalmente las relacionadas al pago de capital de préstamos financieros otorgados por no residentes y la cancelación de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera.

Adicionalmente, el régimen cambiario ya determinaba como obligatorio el ingreso y liquidación a moneda nacional de los fondos obtenidos como resultado, entre otras, de las operaciones de exportación de bienes y servicios. Estas restricciones cambiarias, o las que se dicten en el futuro, podrían afectar la capacidad de la Emisora para acceder al mercado libre de cambios para adquirir las divisas necesarias para hacer frente a sus obligaciones financieras.

Para mayor información, véase “*Capítulo VI. Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con Argentina*” del presente Prospecto.

Precios del Petróleo y Gas

Precio del Petróleo

Los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo de nuestro negocio son susceptibles a los riesgos relacionados con la volatilidad de los precios internacionales del petróleo, así como a las intervenciones directas e indirectas en el mercado del petróleo y combustibles. Debido a factores

normativos, económicos y de política gubernamental, los precios del petróleo en Argentina han quedado en varias oportunidades, en el pasado desfasados respecto de los precios vigentes en el mercado internacional. Además, con el fin de asegurar la oferta interna y aumentar los ingresos del gobierno, el gobierno argentino ha impuesto altos derechos de exportación y otras restricciones a las exportaciones que han impedido a las empresas beneficiarse de aumentos significativos en los precios internacionales del petróleo. Las exportaciones de petróleo siguen sujetas a la autorización de la Secretaría de Energía, que exige que los productores demuestren que se ha satisfecho la demanda local antes de emitir el permiso que habilita la exportación. Esto ha provocado en los últimos años que, en algunas ocasiones, los precios del petróleo en el mercado doméstico queden desconectados de los precios internacionales y se fijen en relación a los precios en dólares de los combustibles en el mercado doméstico.

Para una descripción de estos programas, remitirse a “*Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad*” del presente Prospecto.

Véase “*Capítulo VI. Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas*” del presente Prospecto.

Precios y Subsidios de Gas

Desde 2004, el precio del gas natural en la Argentina se ha visto limitado por una serie de medidas gubernamentales destinadas a asegurar la oferta interna a precios asequibles. De acuerdo con las modificaciones de la normativa argentina, los productores de gas debieron vender a los distribuidores el gas necesario para satisfacer las necesidades del mercado interno regulado, también conocido como demanda prioritaria, a precios establecidos por las autoridades competentes. A su vez, los productores de gas sólo pudieron vender su excedente de producción de gas en el mercado desregulado, ya sea en Argentina o eventualmente, y sujeto al cumplimiento de determinados requisitos, a través de exportaciones. Históricamente, los precios del gas en el mercado regulado han quedado muy por detrás de los precios en los mercados desregulados y regionales.

En línea con su estrategia para asegurar la demanda interna, en los últimos quince años el gobierno argentino ha adoptado una serie de medidas que han resultado en restricciones a la exportación de gas natural de Argentina. Las exportaciones de gas están actualmente sujetas a la autorización de la Secretaría de Energía, y son autorizadas solamente en condiciones interrumpibles o en condiciones firmes por corto plazo. Como resultado de estas restricciones, los precios del gas natural en el mercado desregulado argentino también se han quedado muy por detrás del precio de paridad de importación. Para más información sobre el marco regulatorio del gas natural, véase *Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad – La industria del gas y petróleo en la Argentina – Reglamentación específica del mercado para petróleo, gas y GLP (Gas Licuado de Petróleo)*.

Desde 2004, debido a la fijación de precios y restricciones a la exportación, la Argentina ha enfrentado un importante déficit energético y ha dependido en gran medida de la importación de gas para satisfacer su oferta interna. Como resultado de este déficit y de la brecha entre los precios

regionales y los aranceles locales en los mercados argentinos regulados y desregulados de gas, el gobierno argentino ha creado ciertos programas de estímulo. Para más información, véase *Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad –Gas Natural*” del Prospecto. Dado que los precios y el estímulo del gas están vinculados a los dólares estadounidenses pero pagaderos en pesos al tipo de cambio promedio del mes en que se calcula la compensación, cualquier retraso en los pagos nos somete a los riesgos de inflación y devaluación de la moneda. Además, los pagos de subsidios nos sujetan al riesgo de que el gobierno decida hacer pagos no monetarios, como los pagos con bonos del gobierno.

Programa de Exploración y Desarrollo

La Emisora está comprometida con el crecimiento sostenido del negocio invirtiendo en actividades de exploración y desarrollo dentro de las áreas en las que opera. En ese sentido en julio de 2016, se obtuvo la concesión para la explotación del área de Fortín de Piedra dentro del reservorio de Vaca Muerta (provincia de Neuquén), un reservorio de clase mundial de alta productividad en pozos horizontales multifracturados. Alentada por el marco establecido a partir del acuerdo con los sindicatos petroleros y el anuncio del gobierno nacional sobre el estímulo al precio del gas, ambos ocurridos a inicios de 2017, junto con la disponibilidad de equipos y mano de obra calificada, el directorio de la Emisora aprobó un plan de inversión para la exploración y producción de hidrocarburos no convencionales en el área de Fortín de Piedra, que incluía no solo la perforación de pozos, sino también la construcción de facilidades de transporte y tratamiento.

Con fecha 14 de agosto de 2018, se publicó en el Boletín Oficial de la Provincia de Santa Cruz el Decreto N° 734/18, a través del cual, en el marco de la Licitación Pública Nacional e Internacional IESC-N° 06/18, se otorgó a la Sociedad un permiso de exploración y eventual explotación y desarrollo de hidrocarburos del área “Gran Bajo Oriental” de la Provincia de Santa Cruz, la cual consta de una superficie aproximada de 2.536,24 km², y que resulta lindera con otras áreas de operadas por la Sociedad en dicha provincia.

El 26 de julio de 2019 la Emisora fue notificada por parte del Poder Ejecutivo de la Provincia del Neuquén del dictado del Decreto N° 1392/2019, a través del cual se otorgó la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos para los yacimientos “Los Toldos I Norte” y “Los Toldos II Este”. Ambos yacimientos se encuentran ubicados en la porción Centro-Norte de la Cuenca Neuquina, estando el bloque “Los Toldos I Norte” emplazado en la ventana de gas, con una superficie total aproximada de 203 km², mientras que el bloque “Los Toldos II Este” tiene una superficie de 77 km² y se encuentra emplazado en la ventana de petróleo. TECPETROL S.A. es el Operador de ambos yacimientos y titular de una participación del 90% en cada una de las Uniones Transitorias constituidas a los fines de la explotación de las mismas, siendo GAS Y PETROLEO DEL NEUQUEN S.A. el titular del 10% restante en cada una de ellas. Las mencionadas concesiones de explotación se otorgaron por un plazo de treinta y cinco (35) años –pudiendo ser renovadas por periodos adicionales de diez (10) años cada uno- con un periodo inicial de Plan Piloto de tres (3) años.

En octubre de 2019 la Resolución 645/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía otorgó a un consorcio del cual la Emisora participa con un 10% (Eni Argentina Exploración y Explotación S.A. es el Operador y titular del 80 % y MITSUI & CO., LTD, a través de su controlada. Mitsui E&P Argentina S.A., del 10% restante), un permiso de exploración sobre el área MLO-124 ubicada en la

cuenca marina Malvinas Este a 100 kilómetros aproximadamente de la costa de Tierra del Fuego. Las actividades que se completarán durante los cuatro años de la Primera Fase del Período de Exploración consisten principalmente en un estudio geofísico 3D y otros estudios geofísicos potenciales.

Al 31 de diciembre de 2022, la Emisora ha invertido más de US\$ 3.000 millones en el desarrollo del área Fortín de Piedra que incluyen, principalmente, la perforación de 138 pozos, instalaciones de tratamiento de gas con capacidad para procesar hasta 20.4 MMm³/d, la construcción de un gasoducto de 36”/24” hasta Tratayén con una extensión de 58 km que permitió conectar la producción de Fortín de Piedra al sistema troncal de transporte de TGN y TGS, la construcción de un oleoducto de 8” hasta Loma Campana con una extensión de 43 km sumado a la participación en la construcción de un oleoducto de 18” y 88 km entre Loma Campana y la estación Lago Pellegrini, una toma de agua en el Río Neuquén, 41 km de acueductos de distribución de agua y cerca de 100 km de ductos para recolectar la producción del campo. Durante el 2022 se incrementó la actividad de perforación, la cual se realizó en 1297 etapas (5.1 etapas por día promedio), y se completaron 26 pozos en profundidades cercanas a 3.200 metros con rama horizontal de 2.600 metros, obteniéndose buenos resultados.

En Los Bastos se perforaron 3 pozos del appraisal y se terminaron 2 de ellos, en profundidades cercanas a 2.300 metros con rama horizontal de 2.300 metros con objetivo de Shale Oil en Vaca Muerta, en los cuales se realizaron 87 etapas de fracturas. Los pozos se encuentran en ensayo. En Los Toldos II Este se llevó a cabo la terminación de 3 pozos appraisal con objetivo de Shale Oil en Vaca Muerta, en profundidades cercanas a 2.600 metros con rama horizontal de 1.700 metros con objetivo de Shale Oil en Vaca Muerta, en los cuales se realizaron 86 etapas de fracturas. Los pozos se encuentran en ensayo.

En la cuenca neuquina, con la participación de Tecpetrol en el Plan Gas.Ar, se espera mantener el nivel de actividad de perforación y completación para alcanzar un plateau en el orden de 23 MMm³/d.

Estacionalidad

La demanda en el mercado de gas natural argentino es por naturaleza estacional, siendo mayor durante los meses de frío en el invierno y menor durante los meses más cálidos de verano. Debido a esta estacionalidad, los precios de comercialización del hidrocarburo en el mercado interno suelen acompañar esta dinámica, los cuales normalmente aumentan en el período invernal debido a la falta de excedentes de gas disponible para distribución en el mercado y caen en el período estival debido a excedentes de oferta.

Regalías, cánones y otros conceptos similares

En virtud de lo establecido por la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 y normas complementarias, los titulares de concesiones de explotación y exploración se encuentran obligados al pago de regalías a la nación y a las provincias donde extraen hidrocarburos, según corresponda. Las regalías se abonan sobre la producción de petróleo crudo y gas, valorizada sobre la base de los precios efectivamente obtenidos en la comercialización de dichos hidrocarburos, menos deducciones previstas en la legislación, tales como transporte, almacenaje y tratamiento, entre otras. El

porcentaje de regalías a abonar sobre la producción valorizada asciende a un 12%, y se abona un 3% o un 4% adicional en ciertas concesiones que han sido prorrogadas. En el caso de los permisos de exploración, dicho porcentaje asciende al 15%.

El costo por las regalías abonadas originado en las concesiones ubicadas en Argentina se expone dentro de Costos Operativos en los Estados Financieros de la Emisora.

Para mayor información, véase *“Capítulo V. Información Sobre La Emisora – c) Descripción de las actividades y negocios – Regalías, cánones de producción y otros conceptos similares”* del presente Prospecto.

Competencia

La Emisora compete con importantes empresas de hidrocarburos internacionales y con otras empresas de hidrocarburos del ámbito nacional para adquirir permisos de exploración y concesiones de producción, como también para conformar nuevos *joint ventures*.

Los recientes cambios introducidos en la Ley de Hidrocarburos a través de la Ley N° 27.007 limitan la posibilidad de las empresas de hidrocarburos formadas por las provincias argentinas de poseer futuros derechos exclusivos en permisos y concesiones, lo cual fomenta la competencia en el sector de petróleo y gas de Argentina. Durante los últimos años, se han aprobado algunas medidas, entre ellas, el Programa de Estímulo al Gas Natural, en pos de fomentar el desarrollo de la industria, lo cual incrementó la competencia en el sector. Para mayor información, véase *“Capítulo VI. Factores de Riesgo. Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas – La incertidumbre sobre la posibilidad de adquirir, desarrollar y explotar nuevas reservas puede afectar adversamente los resultados de nuestras operaciones”* y *“Capítulo VI. Factores de Riesgo. Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas – Nuestra adquisición de áreas de exploración y reservas de petróleo crudo y gas natural está sujeta a una fuerte competencia”* del presente Prospecto.

Muchos competidores poseen más recursos financieros, técnicos y humanos que la Emisora. En consecuencia, los competidores de la Emisora podrían estar en condiciones de pagar precios más altos por activos hidrocarburíferos, como también de evaluar, presentar ofertas y adquirir una mayor cantidad de concesiones de hidrocarburos que la Emisora. Asimismo, estas empresas de mayor envergadura también podrían estar mejor posicionadas para soportar las presiones financieras de pozos infructuosos, la volatilidad del mercado financiero y del mercado de materias primas, y las condiciones adversas de la industria y la economía mundial. Por otra parte, estas empresas pueden estar mejor posicionadas para adaptarse a los cambios en la normativa aplicable, con el consiguiente efecto adverso en la posición competitiva de la Emisora. Véase *“Capítulo VI. Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con Argentina – Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas”* del presente Prospecto.

La Emisora también está expuesta a competencia en plataformas de perforación y la disponibilidad de los equipos relacionados. Por lo general, cuando los precios del gas natural son altos, aumenta la demanda de plataformas, suministros, servicios, equipos y mano de obra de perforación, pudiendo generar escasez o incrementos en los costos de equipos, servicios y personal de perforación. Remítase a *“Capítulo VI. Factores de Riesgo-Riesgos relacionados con*

Argentina – Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas – La industria del petróleo y del gas está sujeta a riesgos económicos y operativos específicos” del presente Prospecto.

Resultados de las Operaciones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020

Resumen de Resultados (valores expresados en miles de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Operaciones continuas			
Ingresos por ventas	172.197.992	117.130.161	71.539.990
Costos operativos	(113.027.541)	(60.880.340)	(42.805.774)
Margen bruto	59.170.451	56.249.821	28.734.216
Gastos de comercialización	(8.652.818)	(1.363.998)	(4.904.395)
Gastos de administración	(11.853.408)	(6.148.246)	(3.317.188)
Costos de exploración y evaluación	(2.492.908)	(1.176.171)	(1.706.800)
Otros ingresos operativos	1.069.938	311.175	249.073
Otros egresos operativos	(13.498)	(266.998)	(37.657)
Resultado operativo	37.227.757	47.605.583	19.017.249
Ingresos financieros	4.899.528	3.827.243	1.972.855
Costos financieros	(11.245.034)	(6.229.256)	(5.464.056)
Otros resultados financieros netos	(13.639.339)	(6.466.509)	(10.023.961)
Resultado antes de resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional y del impuesto a las ganancias	17.242.912	38.737.061	5.502.087
Resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional	151.372	1.899	(4.725)
Resultado antes del impuesto a las ganancias	17.394.284	38.738.960	5.497.362
Impuesto a las ganancias	6.487.597	5.428.198	(1.683.426)
Resultado del ejercicio	23.881.881	44.167.158	3.813.936
Resultado atribuible a:			
Accionistas de la Sociedad	23.881.881	44.167.158	3.813.936

Los Estados Financieros son preparados en base a las partidas registradas en la moneda funcional (dólar estadounidense) y se convierten a pesos argentinos a efectos de su presentación. En consecuencia, las siguientes explicaciones se basan en las variaciones producidas en la moneda funcional y no consideran el efecto de la conversión a moneda de presentación.

2022/2021

La disminución del resultado operativo del ejercicio 2022 por \$10.377,8 millones comparado con el ejercicio anterior, se explica principalmente por: (i) el aumento en los costos operativos producto de un incremento en cantidades despachadas de gas y crudo y la disminución en los precios promedio de gas; y (ii) el incremento en los gastos de comercialización y administración debido al recupero en la previsión para créditos incobrables en el ejercicio anterior y al aumento, en el ejercicio 2022, de los cargos por almacenaje y transporte por el mayor volumen de producción y

de los costos laborales e impuestos.

El resultado neto del ejercicio 2022 arrojó una ganancia de \$23.881,9 millones comparado con una ganancia de \$44.167,2 millones para el ejercicio 2021. Dicha variación se explica principalmente por: i) la disminución del resultado operativo antes mencionada, ii) la mayor pérdida en los resultados financieros netos consecuencia del incremento de la pérdida neta por diferencias de cambio sobre saldos en pesos argentinos y el resultado por la compra-venta y tenencia de otras inversiones y, iii) por la variación del resultado por impuesto a las ganancias producto de las variaciones antes comentadas y la diferencia entre la evolución del índice de inflación utilizado para calcular el ajuste por inflación fiscal y la devaluación del peso argentino.

2021/2020

El resultado operativo del 2021 ascendió a \$47.605,6 millones, comparado con \$19.017,2 millones en el ejercicio anterior. El aumento se explica principalmente por un aumento en el margen bruto producto de un incremento en las cantidades despachadas y en los precios promedio de crudo y al recupero en la previsión para créditos incobrables, parcialmente compensado por un incremento de los impuestos debido al mayor volumen de operación y de los costos laborales.

El resultado del ejercicio arrojó una ganancia de \$44.167,2 millones en el año 2021, comparado con una ganancia de \$3.813,9 millones en el año 2020. La variación se explica principalmente por: i) el incremento del resultado operativo antes mencionado, ii) la disminución de la pérdida generada por los resultados financieros netos y iii) la variación del resultado por impuesto a las ganancias producto de las variaciones antes comentadas, los efectos del ajuste por inflación fiscal y a la modificación de la alícuota del impuesto a las ganancias en el ejercicio 2021.

Niveles de Producción y Precios Promedio de Venta de Gas y Petróleo

La tabla siguiente muestra la producción total de gas y petróleo y los precios promedio de venta de la Emisora en Argentina para los ejercicios indicados:

	Por el ejercicio finalizado el			Variación		%	
	31 de diciembre de			22/21	21/20	22/21	21/20
	2022	2021	2020				
Producción en unidades equivalentes (*) (miles de m3 de petróleo y gas)	6.757	5.786	5.085	971	701	17%	14%
Mercado interno	5.993	5.350	4.766	643	584	12%	12%
Mercado externo	764	436	319	328	117	75%	37%
Producción de petróleo (miles de m3)	688	639	551	49	88	8%	16%
Producción de gas (millones de m3)	6.069	5.147	4.534	922	613	18%	14%
<i>Precios promedio venta</i>							
Crudo escalante (U\$S / bbl)	94,10	65,24	39,61	28,86	25,63	44%	65%
Crudo medanito (U\$S / bbl)	75,20	58,84	41,54	16,36	17,30	28%	42%
Gas (U\$S/Mscf)	4,00	4,85	5,08	(0,85)	(0,23)	(18%)	(5%)

(*) Equivalencia volumétrica (1.000 m³ de gas = 1 m³ de petróleo)

Ingresos por ventas

Los ingresos de la Emisora se componen de la venta de gas proveniente principalmente de los yacimientos de las cuencas Neuquina y Noroeste, de crudo escalante proveniente de la cuenca Golfo San Jorge y de crudo medanito proveniente de la cuenca Neuquina.

La Sociedad viene desarrollando sus operaciones bajo circunstancias desafiantes tanto a escala local como internacional. A nivel nacional, el alcance de un acuerdo con el Fondo Monetario Internacional sobre la refinanciación de la deuda (en conjunto con las imposiciones que dicho organismo estableció sobre las políticas fiscales y monetarias del gobierno nacional como parte de dicho acuerdo) jugó un papel central, mientras que en el ámbito global la invasión por parte de Rusia a Ucrania, iniciada en febrero de 2022, ha ocasionado gran incertidumbre en los mercados, impactando especialmente en los precios internacionales de los hidrocarburos, el aumento de las tasas de interés y en un escenario de mayor inflación.

Si bien la economía argentina creció por segundo año consecutivo, aún se mantienen inconsistencias macroeconómicas tales como una alta tasa de inflación por fuera de los objetivos, un importante déficit fiscal, ciertas políticas orientadas a contener el alza de precios, distintas restricciones cambiarias y otras variables que hacen prever a futuro un freno en la recuperación de la actividad económica. Asimismo, el contexto local se encuentra influenciado por el proceso de elecciones presidenciales que tendrá lugar durante el 2023, el cual podría generar impactos en el devenir económico del país. Por otro lado, la puesta en marcha del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner prevista para este año permitirá una mayor provisión de gas natural para la industria y el consumo residencial, posibilitando el reemplazo de importaciones de energía y facilitando el recorte de los subsidios actuales.

Los ingresos por la venta de crudo escalante y medanito están sujetos parcialmente a la variación de los precios internacionales, debido a que parte de la producción se exporta a otros mercados, mientras que el resto de la producción se vende al mercado interno a precios acordados entre Productores y Refinadores.

Los precios de gas en los segmentos industrial, gas natural comprimido y de exportación, se pactan entre las partes a través de negociaciones directas y pueden estar afectados por el momento del año en que se concreten las entregas. En el caso de exportación, hay precios mínimos establecidos por la Secretaría de Energía de la Nación. Las ventas para el mercado residencial y de generación, se encuentran dentro del marco de lo establecido en el Plan Gas.Ar, con excepción de las subastas para suministro de gas interrumpible.

Asimismo, los ingresos por ventas de la Emisora en los ejercicios informados incluyen estímulos

otorgados por el gobierno argentino a través de los siguientes programas:

- Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – esquema de oferta y demanda 2020-2024 (Plan Gas.Ar)
- Programa de estímulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales, a través de la Resolución MINEM 46-E/2017 y sus modificatorias

La tabla siguiente muestra los ingresos derivados de las ventas de petróleo y gas (en miles de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2022	2021	2020	22/21	21/20	22/21	21/20
Gas	120.880.238	90.132.031	60.865.083	30.748.207	29.266.948	34%	48%
Crudo Escalante	16.136.622	9.716.994	3.725.718	6.419.628	5.991.276	66%	161%
Crudo Medanito	34.400.100	16.731.425	6.660.035	17.668.675	10.071.390	106%	151%
Servicios	781.032	549.711	289.154	231.321	260.557	42%	90%
Ingresos por ventas	172.197.992	117.130.161	71.539.990	55.067.831	45.590.171	47%	64%

2022/2021

Los ingresos por ventas del ejercicio 2022 ascendieron a \$172.198 millones, aumentando respecto del año anterior, consecuencia principalmente de un incremento en las cantidades despachadas de gas y crudo y en los precios promedio de ventas de crudo, parcialmente compensado por una disminución en los precios de gas (considerando las compensaciones del Plan Gas.Ar y de la Resolución 46E/2017 cuya vigencia terminó el 31 de diciembre de 2021).

Durante el año 2022, la producción promedio de gas estándar de yacimiento fue de 16,6 millones m³/día, siendo el acumulado anual un 18% mayor a la del año 2021, que ascendió a 14,1 millones m³/día. En el año 2022 se exportó parte de la producción de gas, alcanzando los 391,7 millones m³, mientras que en el mismo en el año anterior las exportaciones ascendieron a 71,2 millones m³.

Los volúmenes de producción de crudo ascendieron a 688 mil m³ (correspondiendo un 34% a crudo escalante y el 66% restante a crudo medanito), representando un aumento del 8% respecto de la producción del año anterior. Durante el año 2022, se destinaron a exportaciones 371,8 mil m³ de la producción de crudo, siendo parte despachada con posterioridad al cierre del ejercicio, en comparación con 364,8 mil m³ exportados en el año anterior.

Respecto a los ingresos por venta de gas, los mismos aumentaron \$30.748,2 millones, debido al incremento de las entregas de gas parcialmente compensado por una disminución en el precio promedio de venta (considerando las compensaciones del Plan Gas.Ar y de la Resolución 46E/2017 cuya vigencia terminó el 31 de diciembre de 2021)

Los ingresos por venta de crudo escalante aumentaron \$6.419,6 millones debido a un incremento en los precios promedio de ventas, parcialmente compensado por una disminución de las cantidades despachadas en la cuenca Golfo San Jorge.

Los ingresos por venta de crudo medanito aumentaron \$17.668,7 millones producto principalmente del incremento de las cantidades despachadas acompañado de un aumento en los

precios promedio de ventas.

2021/2020

Los ingresos por ventas del ejercicio 2021 ascendieron a \$117.130,2 millones, aumentando respecto al año anterior, consecuencia principalmente de un incremento en las cantidades despachadas y en los precios promedio de ventas de crudo, parcialmente compensado por una leve disminución en los precios promedio de ventas de gas.

Durante el año 2021, la producción promedio de gas estándar de yacimiento fue de 14,1 millones m³/día, siendo el acumulado anual un 14% mayor a la del año 2020, que ascendió a 12,4 millones m³/día. En el año 2021 se exportaron 71,2 millones de m³ de gas, mientras que en el año anterior se exportaron 20,7 millones de m³.

Los volúmenes de producción de crudo ascendieron a 639 mil m³ (correspondiendo el 35% a crudo escalante y el 65% a crudo medanito), representando un aumento del 16% respecto de la producción del año anterior. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, se exportaron 364,8 mil m³ de crudo, comparado con 298,2 mil m³ en el año anterior.

Respecto a los ingresos por venta de gas, aumentaron \$29.266,9 millones respecto del año 2020, debido principalmente un incremento en las cantidades despachadas, parcialmente compensado por una disminución en los precios promedio de ventas de gas.

Los ingresos por venta de crudo escalante aumentaron \$5.991,3 millones debido a un incremento de las cantidades despachadas en la cuenca de Golfo San Jorge acompañado por un incremento en los precios promedio de ventas.

Los ingresos por venta de crudo medanito aumentaron \$10.071,4 millones respecto del ejercicio 2020 producto principalmente a un incremento de las cantidades despachadas acompañado por un incremento en los precios promedio de ventas.

Costos operativos

La tabla siguiente muestra los principales componentes de los costos operativos de la Emisora para los ejercicios indicados (en miles de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2022	2021	2020	22/21	21/20	22/21	21/20
Costos laborales	(7.526.503)	(3.407.322)	(2.289.183)	(4.119.181)	(1.118.139)	121%	49%
Honorarios y servicios	(1.004.174)	(544.108)	(442.860)	(460.066)	(101.248)	85%	23%
Operaciones de mantenimiento y servicios de pozos	(14.162.685)	(7.223.082)	(3.952.602)	(6.939.603)	(3.270.480)	96%	83%
Depreciación de propiedades, planta y equipos (Desvalorización) / Reversión de propiedades, planta y equipos	(59.586.801)	(37.616.377)	(26.556.578)	(21.970.424)	(11.059.799)	58%	42%
Depreciación de activos por derecho de uso	(2.965.386)	1.941.882	(2.160.381)	(4.907.268)	4.102.263	(253%)	(190%)
Acondicionamiento y almacenaje	(1.026.448)	(639.510)	(556.532)	(386.938)	(82.978)	61%	15%
Regalías y otros impuestos	(761.874)	(489.592)	(248.435)	(272.282)	(241.157)	56%	97%
Otros, compras y consumos de stock	(19.484.121)	(10.522.257)	(5.152.474)	(8.961.864)	(5.369.783)	85%	104%
Costos operativos	(6.509.549)	(2.379.974)	(1.446.729)	(4.129.575)	(933.245)	174%	65%
	(113.027.541)	(60.880.340)	(42.805.774)	(52.147.201)	(18.074.566)	86%	42%

2022/2021

Los costos operativos totalizaron \$113.027,5 millones en el ejercicio 2022, representando un aumento del 86% comparado con los \$60.880,3 millones registrados en el ejercicio 2021. Dicho aumento es explicado principalmente por el incremento en el presente ejercicio de los costos medidos en dólares estadounidenses; los costos asociados a la mayor producción (depreciaciones de propiedades, planta y equipos y el cargo por regalías); las mayores actividades de mantenimiento y servicios de pozos; los cargos por desvalorización de: i) propiedades, planta y equipos en el área El Tordillo y La Tapera – Puesto Quiroga y ii) de ciertos materiales con baja rotación; y por el incremento de los costos laborales.

2021/2020

Los costos operativos totalizaron \$60.880,3 millones en el año 2021, comparados con los \$42.805,8 millones registrados en el año 2020. Dicho aumento se explica principalmente por el incremento de los costos asociados a la mayor producción (principalmente depreciaciones de propiedades, planta y equipos y el cargo por regalías) y a las mayores actividades de mantenimiento y servicios de pozos, lo cual fue parcialmente compensado por la reversión de los cargos por desvalorizaciones de propiedades, planta y equipos reconocidos en el 2020 en el área El Tordillo y La Tapera - Puesto Quiroga.

Gastos de comercialización

La tabla siguiente muestra los gastos de comercialización para los ejercicios indicados (en miles de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2022	2021	2020	22/21	21/20	22/21	21/20
Impuestos y derechos	(5.919.798)	(3.388.340)	(1.184.717)	(2.531.458)	(2.203.623)	75%	186%
Almacenaje y transporte	(2.921.803)	(984.689)	(898.270)	(1.937.114)	(86.419)	197%	10%
Recupero / (cargo) de previsión para créditos incobrables	190.776	3.044.195	(2.796.136)	(2.853.419)	5.840.331	(94%)	(209%)
Otros	(1.993)	(35.164)	(25.272)	33.171	(9.892)	(94%)	39%
	(8.652.818)	(1.363.998)	(4.904.395)	(7.288.820)	3.540.397	534%	(72%)

2022/2021

Los gastos de comercialización del ejercicio 2022 fueron de \$8.652,8 millones, comparado con \$1.364 millones del ejercicio 2021. La variación se debe principalmente al recupero en la previsión para créditos incobrables en el ejercicio anterior y al incremento en el presente ejercicio de los cargos por almacenaje y transporte e impuestos por el mayor volumen de operación.

2021/2020

Los gastos de comercialización para el ejercicio 2021 ascendieron a \$1.364 millones, en comparación con los \$4.904,4 millones del ejercicio 2020. La variación se debe principalmente a

un recupero en la previsión para créditos incobrables, parcialmente compensando por un incremento en los impuestos por el mayor volumen de operación.

Gastos de administración

La tabla siguiente muestra los principales componentes de los gastos de administración de la Emisora para los ejercicios indicados (en miles de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2022	2021	2020	22/21	21/20	22/21	21/20
	Costos laborales	(7.636.224)	(3.923.658)	(2.063.920)	(3.712.566)	(1.859.738)	95%
Honorarios y servicios	(1.589.941)	(800.541)	(459.662)	(789.400)	(340.879)	99%	74%
Depreciación de propiedades, planta y equipos	(242.638)	(177.866)	(199.155)	(64.772)	21.289	36%	(11%)
Depreciación de activos por derecho de uso	(192.820)	(98.395)	(83.547)	(94.425)	(14.848)	96%	18%
Impuestos	(2.439.118)	(1.244.330)	(662.694)	(1.194.788)	(581.636)	96%	88%
Gastos de oficina	(1.308.022)	(583.063)	(397.552)	(724.959)	(185.511)	124%	47%
Reembolsos de gastos	1.555.355	679.607	549.342	875.748	130.265	129%	24%
Gastos de administración	(11.853.408)	(6.148.246)	(3.317.188)	(5.705.162)	(2.831.058)	93%	85%

Los reembolsos de gastos incluyen los cargos facturados por la Emisora por asistencia técnica y overhead y no son pasibles de asociación o prorrateo respecto de cada concepto antes detallado, sino con el conjunto de tareas que constituyen la función del operador.

2022/2021

Los gastos de administración para el ejercicio 2022 ascendieron a \$11.853,4 millones comparado con los \$6.148,2 millones para el ejercicio 2021, lo que equivale a un aumento de \$5.705,2 millones. Dicho incremento se debe principalmente por un incremento en los costos laborales, honorarios y servicios e impuestos.

2021/2020

Los gastos de administración para el ejercicio 2021 ascendieron a \$6.148,2 millones comparado con los \$3.317,2 millones para el ejercicio 2020, lo que equivale a un aumento de \$2.831,1 millones. Dicho incremento se debe principalmente a un aumento de los costos laborales e los impuestos.

Costos de exploración y evaluación

Los costos de exploración y evaluación de un área y los costos de perforación de pozos exploratorios se activan inicialmente, hasta que se determina si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. En el caso de áreas exclusivamente exploratorias, estos costos incluyen estudios geológicos y demás costos directamente atribuibles a la actividad. Posteriormente, si se determina que los resultados no son exitosos, los mencionados costos se

imputan al estado de resultados.

Los costos de exploración y evaluación en los ejercicios 2022, 2021 y 2020 ascendieron a \$2.492,9 millones, \$1.176,2 millones y \$1.706,8 millones, respectivamente.

En el ejercicio 2022, estos incluyen principalmente inversiones no exitosas en la Cuenca Golfo San Jorge, mientras que en los ejercicios 2021 y 2020 incluyen principalmente inversiones no exitosas en la Cuenca Neuquina.

Resultados financieros netos

La tabla siguiente muestra los principales componentes de los resultados financieros de la Emisora para los ejercicios indicados (en miles de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2022	2021	2020	22/21	21/20	22/21	21/20
Dividendos ganados	465.821	201.052	90.660	264.769	110.392	132%	122%
Intereses ganados	4.433.707	3.626.191	1.882.195	807.516	1.743.996	22%	93%
Ingresos financieros	4.899.528	3.827.243	1.972.855	1.072.285	1.854.388	28%	94%
Intereses perdidos	(11.245.034)	(6.229.256)	(5.464.056)	(5.015.778)	(765.200)	81%	14%
Costos financieros	(11.245.034)	(6.229.256)	(5.464.056)	(5.015.778)	(765.200)	81%	14%
Resultado neto por diferencia de cambio	(17.893.344)	(8.420.643)	(8.353.635)	(9.472.701)	(67.008)	112%	1%
Cambios en el valor razonable de los instrumentos derivados	(2.175.870)	(2.222.705)	(508.210)	46.835	(1.714.495)	(2%)	337%
Resultado por la compra-venta y tenencia de otras inversiones	6.655.774	5.713.266	(670.697)	942.508	6.383.963	16%	(952%)
Otros resultados financieros netos	(225.899)	(1.536.427)	(491.419)	1.310.528	(1.045.008)	(85%)	213%
Otros resultados financieros netos	(13.639.339)	(6.466.509)	(10.023.961)	(7.172.830)	3.557.452	111%	(35%)
Resultados financieros netos	(19.984.845)	(8.868.522)	(13.515.162)	(11.116.323)	4.646.640	125%	(34%)

2022/2021

Los resultados financieros netos del ejercicio 2022 arrojaron una pérdida de \$19.984,8 millones, comparado con una pérdida de \$8.868,5 millones en el ejercicio anterior. La variación se debe principalmente al incremento de la pérdida neta por diferencias de cambio sobre saldos en pesos argentinos, el resultado generado por la compra-venta y tenencia de otras inversiones, el incremento de los intereses perdidos producto del aumento de las tasas de interés variable y la toma de descubiertos en cuenta corriente, lo cual fue parcialmente compensado por el resultado por la recompra de obligaciones negociables en el ejercicio anterior (pérdida) y por la disminución de la pérdida generada por los instrumentos financieros derivados.

2021/2020

Los resultados financieros netos en el año 2021 arrojaron una pérdida de \$8.868,5 millones, comparado con una pérdida de \$13.515,2 millones en el ejercicio anterior. La variación se debe principalmente a la variación del tipo de cambio, al incremento de los intereses ganados generados por las colocaciones a corto plazo, a la disminución de los intereses perdidos ante las menores deudas bancarias y financieras, al resultado positivo por la tenencia de otras inversiones y a la menor pérdida neta por diferencias de cambio sobre saldos en pesos argentinos, lo cual fue parcialmente compensado por el resultado negativo generado por los instrumentos financieros

derivados y al resultado por la recompra de obligaciones negociables.

Flujo de Efectivo (valores expresados en miles de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el		
	31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	18.688.759	10.391.822	2.000.326
Diferencias de conversión	2.967.189	1.771.783	2.452.629
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	(9.665.022)	18.688.759	10.391.822
(Disminución) / aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(31.320.970)	6.525.154	5.938.867
Efectivo generado por actividades operativas	88.334.786	87.802.301	37.319.066
Efectivo aplicado a actividades de inversión	(81.547.956)	(55.779.252)	(17.977.075)
Efectivo generado por actividades de financiación	(38.107.800)	(25.497.895)	(13.403.124)
(Disminución) / aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	(31.320.970)	6.525.154	5.938.867

El efectivo neto generado por las actividades operativas en los años 2022, 2021 y 2020 fue de \$88.334,8 millones, \$87.802,3 millones y \$37.319,1 millones, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2022 Tecpetrol presenta un capital de trabajo negativo de \$22.650,6 millones (al 31 de diciembre de 2021 y 2020 era negativo por \$4.638,1 y \$5,177 respectivamente) generado principalmente por las deudas bancarias y financieras, el cual es monitoreado en forma permanente por el Directorio y la Gerencia. La Sociedad cuenta con distintas alternativas que le permitirán atender adecuadamente los compromisos asumidos.

Durante los ejercicios 2022, 2021 y 2020 la Emisora ha contado con flujos de fondos provenientes de sus actividades ordinarias, del financiamiento bancario, préstamos otorgados por sociedades relacionadas y de la emisión de obligaciones negociables (ONs).

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 las deudas bancarias y financieras de la Sociedad ascienden a \$128.254,1 millones, \$91.600,8 millones y \$96.197,3 millones, respectivamente, y el patrimonio neto asciende a \$194.026,9 millones, \$101.994,5 millones y \$45.618,5 millones.

El 1 de noviembre de 2022, la Sociedad rescató totalmente las ONs Clase 1. El precio del rescate fue equivalente al 100% del monto principal de las ONs Clase 1 más los intereses devengados y no pagados hasta la fecha de rescate.

En octubre de 2022 Tecpetrol S.A. celebró un préstamo por la suma de USD 300 millones con Itaú Unibanco S.A. Nassau Branch y Banco Santander S.A., el cual fue utilizado para financiar parte del rescate total de las ONs Clase 1 mencionado anteriormente, de conformidad con lo requerido por el punto 3.17 de la Comunicación "A" 7490 del BCRA (texto ordenado de Comercio Exterior y Cambios). El vencimiento del préstamo será en abril de 2026 y el capital será pagado en trece cuotas trimestrales iguales a partir de los seis meses del desembolso. La sociedad controlante Tecpetrol Internacional S.L.U. garantiza incondicional e irrevocablemente dicho préstamo.

Adicionalmente, con fecha 16 de enero de 2023, la Sociedad emitió ONs Clase 5 por un valor nominal de \$32.897,9 millones, que devengan intereses a una tasa BADLAR más un margen de 2% y cuyo vencimiento opera el 16 de julio de 2024. Los intereses serán pagaderos en forma trimestral y el capital será cancelado en forma íntegra al vencimiento. Los fondos obtenidos por la emisión de las mencionadas ONs tienen como destino principalmente la realización de inversiones

en activos fijos, la integración de capital de trabajo y la refinanciación de pasivos.

Mediante la Comunicación “A” 7106 del 15 de septiembre de 2020, el BCRA incluyó restricciones al acceso al mercado de cambios entre las cuales, para entidades con deudas financieras con el exterior con una contraparte no vinculada y emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera, cuyo vencimiento opere entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de marzo de 2021, incluyó la obligación de presentar un plan de refinanciación bajo ciertos parámetros. Adicionalmente, con fecha 25 de febrero de 2021, 9 de diciembre de 2021, 3 de marzo de 2022 y 13 de octubre de 2022 mediante las Comunicaciones “A” 7230, “A” 7416, “A” 7466 y “A” 7621, respectivamente, el BCRA extendió la obligación de presentar un plan de refinanciación para los vencimientos de capital programados desde el 1 de abril de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2021, desde el 1 de enero de 2022 hasta el 30 de junio de 2022, desde el 1 de julio de 2022 al 31 de diciembre de 2022 y desde el 1 de enero de 2023 al 31 de diciembre de 2023, respectivamente, en los términos de la Comunicación “A” 7106. Al 31 de diciembre de 2022 la Sociedad ha refinanciado sus deudas en los términos de las comunicaciones mencionadas anteriormente.

Las restricciones cambiarias establecidas, o las que se dicten en el futuro, podrían afectar la capacidad de la Sociedad para acceder al Mercado Único y Libre de Cambios (MULC) para adquirir las divisas necesarias para hacer frente a sus obligaciones comerciales y financieras.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 el Directorio de Tecpetrol S.A. aprobó la distribución de dividendos desafectando parcialmente la Reserva para futuros dividendos por un total de \$ 12.576,4 millones. Al 31 de diciembre de 2022 se pagaron \$ 6.832 millones en especie (bonos) y \$ 5.231,1 millones en efectivo, siendo el resto cancelados en enero de 2023. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 la Emisora no ha distribuido dividendos, mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 se distribuyeron dividendos por \$125 millones.

Las inversiones en Propiedades, planta y equipos en los ejercicios 2022, 2021 y 2020 ascendieron a \$96.950 millones, \$38.461,8 millones y \$5.858,4 millones, respectivamente, correspondiendo principalmente al área Fortin de Piedra.

Descripción de la Deuda Bancaria y Financiera de la Emisora

La siguiente tabla resume los principales términos y condiciones de la deuda bancaria y financiera de la Emisora pendientes al 31 de diciembre de 2022:

Prestamista	Capital pendiente de pago al 31 de diciembre de 2022 (en millones)	Tasa de Interés	Fecha	Vencimiento
Préstamo Club Deal BCP, JP Morgan, BBVA, Citibank	USD 64,6	Term Sofr Adj+1,5%	12 de marzo de 2018	18 de septiembre de 2024
Obligación Negociable Clase 4	USD 6,5	4,00%	9 de febrero de 2021	9 de febrero de 2023
Itau Unibanco SA - Nassau Branch	USD 154,0	5,75%	26 de marzo de 2021	26 de septiembre de 2024
BBVA Banco Frances SA	USD 16,9	75,00%	13 de octubre de 2022	05 de enero de 2023
Banco de Galicia y Buenos Aires SAU	USD 25,4	74,75%	13 de octubre de 2022	11 de enero de 2023

Banco de Galicia y Buenos Aires SAU	USD 11,3	74,50%	24 de octubre de 2022	23 de enero de 2023
Citibank NA	USD 22,6	73,00%	24 de octubre de 2022	23 de enero de 2023
Banco de Galicia y Buenos Aires SAU	USD 15,8	74,50%	25 de octubre de 2022	23 de enero de 2023
Banco Patagonia SA	USD 19,8	76,00%	25 de octubre de 2022	20 de abril de 2023
Banco Santander Argentina SA	USD 22,6	77,00%	26 de octubre de 2022	24 de abril de 2023
Banco Santander Argentina SA	USD 45,3	71,50%	30 de diciembre de 2022	02 de enero de 2023
Banco Macro SA	USD 11,3	71,50%	30 de diciembre de 2022	02 de enero de 2023
Itau Unibanco SA - Santander SA	USD 300,0	Term Sofr + 2,15%	28 de octubre de 2022	28 de abril de 2026

Préstamo con Banco de Crédito del Perú S.A., BBVA Banco Continental, Citibank N.A. y J.P. Morgan Chase Bank, N.A. (Club Financing).

Con fecha 18 de septiembre de 2017 Tecpetrol, en forma conjunta con Tecpetrol del Perú S.A.C. y Tecpetrol Bloque 56 SAC, acordaron un préstamo por hasta la suma total de US\$ 200 millones con un conjunto de bancos integrado por el Banco de Crédito del Perú S.A., BBVA Banco Continental, Citibank, N.A. y J.P. Morgan Chase Bank, N.A. El día 12 de marzo de 2018, se realizó el desembolso de la totalidad de la línea. Luego de las adendas acordadas en diciembre 2020 y mayo de 2021, la amortización de capital se realiza en 11 cuotas trimestrales y consecutivas comenzando a partir del mes 24 desde la fecha de la solicitud, cancelándose la última cuota el día 18 de diciembre de 2023. Con fecha 25 de febrero de 2022, la Sociedad suscribió la tercera adenda a este Préstamo, dando cumplimiento al plan de refinanciación obligatoria dispuesta por la Comunicación “A” 7416 y 7466, extendiendo el vencimiento final al 18 de septiembre de 2024.

Por otro lado, con dicha adenda a partir del 18 de marzo de 2022 el capital devenga intereses compensatorios en forma trimestral a una tasa Term SOFR más un ajuste de 0,16161% más un margen aplicable de 150 bps por año. Los restantes términos y condiciones son los habituales para financiamientos de estas características. El saldo a la fecha del presente prospecto es US\$ 55.384.615,41.

Obligaciones Negociables Clase 4

Con fecha 9 de febrero de 2021, la Emisora emitió Obligaciones Negociables Clase 4 por un valor nominal de US\$ 6,5 millones, con un precio de emisión del 100%, que devengan intereses a una tasa fija de 4,00% y cuyo vencimiento opera el 9 de febrero de 2023 (o en caso que ese día no fuera hábil, el día hábil inmediato posterior). La Emisora podrá optar por rescatar las Obligaciones Negociables con prima compensatoria, total o parcialmente, en cualquier momento. Los intereses son pagaderos en forma trimestral a partir del 9 de mayo de 2021 y el capital será repagado en la fecha de vencimiento. A la fecha de este Prospecto, las Obligaciones Negociables Clase 4 se encuentran canceladas.

Préstamo Itau Unibanco S.A. – Nassau Branch

Con fecha 26 de marzo de 2021, la Emisora desembolsó un préstamo con Itaú Unibanco S.A. – Nassau Branch por la suma de US\$ 286 millones. La amortización de capital se realiza en 13 cuotas trimestrales y consecutivas comenzando a partir del mes 6 desde la fecha del desembolso, venciendo la última cuota el día 26 de septiembre de 2024. El capital devenga intereses compensatorios en forma trimestral a una tasa fija de 5,75% por año. Los restantes términos y condiciones son los habituales para financiamientos de estas características. El saldo a la fecha del presente prospecto es US\$ 132.000.000.

Sobregiro en cuenta corriente BBVA Banco Frances SA

Con fecha 13 de octubre de 2022, la Emisora solicitó un acuerdo de sobregiro en cuenta corriente a BBVA Banco Frances SA por la suma de \$ 3.000 millones, a una tasa fija de 75% por año, con pago de intereses mensuales y vencimiento el día 05 de enero de 2023. A la fecha del presente prospecto este acuerdo se encuentra cancelado.

Acuerdo en cuenta corriente Banco de Galicia y Buenos Aires SAU

El 13 de octubre de 2022, la Emisora solicitó un acuerdo en cuenta corriente a Banco de Galicia y Buenos Aires SAU por la suma de \$4.500 millones por 90 días, a una tasa fija de 74,75% por año, con pago de intereses mensuales y vencimiento el 11 de enero de 2023. A la fecha del presente prospecto, este acuerdo se encuentra cancelado.

Acuerdo en cuenta corriente Banco de Galicia y Buenos Aires SAU

Con fecha 24 de octubre de 2022, la Emisora solicitó otro acuerdo en cuenta corriente a Banco de Galicia y Buenos Aires SAU por la suma de \$2.000 millones por 91 días, a una tasa fija de 74,50% por año, con pago de intereses mensuales y vencimiento el 23 de enero de 2023. A la fecha del presente prospecto, este acuerdo se encuentra cancelado.

Descubierto en cuenta corriente a corto plazo Citibank NA

El día 24 de octubre, la Sociedad solicitó también un descubierto en cuenta corriente a Citibank NA por la suma de \$4.000 millones, a una tasa de 73% por año, con pago de intereses mensuales y vencimiento el 23 de enero de 2023. A la fecha del presente prospecto, este acuerdo se encuentra cancelado.

Acuerdo en cuenta corriente Banco de Galicia y Buenos Aires SAU

Con fecha 25 de octubre de 2022, la Emisora solicitó otro acuerdo en cuenta corriente a Banco de Galicia y Buenos Aires SAU por la suma de \$2.800 millones por 90 días, a una tasa fija de 74,50% por año, con pago de intereses mensuales y vencimiento el 23 de enero de 2023. A la fecha del presente prospecto, este acuerdo se encuentra cancelado.

Descubierto en cuenta corriente Banco Patagonia SA

Además, el día 25 de octubre de 2022, la Emisora solicitó otro descubierto en cuenta corriente a Banco Patagonia SA por la suma de \$3.500 millones, a una tasa fija de 76,00% por año, con pago

de intereses mensuales y vencimiento el 20 de abril de 2023. A la fecha del presente prospecto, este acuerdo se encuentra vigente.

Acuerdo en cuenta corriente Banco Santander Argentina SA

Con fecha 26 de octubre de 2022, la Emisora solicitó un acuerdo en cuenta corriente a Banco Santander Argentina SA por la suma de \$4.000 millones, a una tasa fija de 77,00% por año, con pago de intereses mensuales y vencimiento el 24 de abril de 2023. A la fecha del presente prospecto, este acuerdo se encuentra vigente.

Acuerdo en cuenta corriente Banco Santander Argentina SA

Ademas, con fecha 30 de diciembre de 2022, la Emisora solicitó un acuerdo en cuenta corriente a Banco Santander Argentina SA por la suma de \$8.028 millones, a una tasa fija de 71,50% por año con vencimiento el 02 de enero de 2023. A la fecha del presente prospecto, este acuerdo se encuentra cancelado.

Acuerdo en cuenta corriente Banco Macro SA

Asimismo, el día 30 de diciembre de 2022, la Emisora solicitó otro acuerdo en cuenta corriente a Banco Macro SA por la suma de \$2.000 millones, a una tasa fija de 71,50% por año con vencimiento el 02 de enero de 2023. A la fecha del presente prospecto, este acuerdo se encuentra cancelado.

Préstamo Itaú Unibanco S.A. – Nassau Branch y Banco Santander SA

Con fecha 17 de octubre de 2022, la Emisora solicitó un préstamo a Itaú Unibanco S.A. – Nassau Branch y Banco Santander SA por la suma de US\$ 300 millones, el cual fue desembolsado en su totalidad el día 28 de octubre de 2022. La amortización de capital se realiza en 13 cuotas trimestrales y consecutivas comenzando a partir del mes 6 desde la fecha del desembolso, venciendo la última cuota el día 28 de abril de 2026. El capital devenga intereses compensatorios en forma trimestral a una tasa Term SOFR mas un margen de 215bps por año. Los restantes términos y condiciones son los habituales para financiamientos de estas características. El saldo a la fecha del presente prospecto es US\$ 300.000.000.

Hechos Posteriores

Con fecha 16 de enero de 2023, la Sociedad emitió Obligaciones Negociables Clase 5 por un valor nominal de \$32.897,9 millones, con un precio de emisión del 100%, que devengan intereses a una tasa BADLAR más un margen de 2% y cuyo vencimiento opera el 16 de julio de 2024. Los intereses serán pagaderos en forma trimestral y el capital será cancelado en forma íntegra al vencimiento.

Los fondos obtenidos por la emisión de las mencionadas Obligaciones Negociables tienen como destino principalmente la realización de inversiones en activos fijos, la integración de capital de trabajo y la refinanciación de pasivos.

(ii) Liquidez y recursos de capital

La estrategia financiera de la Emisora busca mantener recursos financieros adecuados y acceso a facilidades de crédito para financiar sus operaciones. La Emisora cuenta con flujos de fondos derivados de sus operaciones, así como también financiamiento de diversas fuentes, entre ellas bancos comerciales nacionales e internacionales, acceso a mercados de capitales locales e internacionales, entre otros, y préstamos otorgados por sociedades relacionadas.

La Emisora tiene una estrategia conservadora en el manejo de su liquidez, que consiste en mantener una parte sustancial de sus fondos en efectivo, fondos líquidos e inversiones de corto plazo. La Emisora busca mantener un adecuado nivel de endeudamiento sobre el total del patrimonio neto considerando la industria y los mercados en los que opera. La Emisora no tiene que cumplir con requerimientos externos de mantenimiento de capital.

(iii) Información sobre tendencias

Los resultados de la Emisora se ven afectados principalmente por los niveles de producción, los precios de venta, la demanda de petróleo, gas y productos derivados, las fluctuaciones en los costos operativos y en el tipo de cambio, las condiciones económicas en Argentina y las regulaciones gubernamentales. La Emisora opera en un contexto económico cuyas variables principales han tenido recientemente una fuerte volatilidad como consecuencia de acontecimientos políticos, económicos y sociales en el ámbito nacional como internacional.

La Dirección de la Emisora monitorea permanentemente la evolución de las situaciones mencionadas precedentemente, para determinar las posibles acciones a adoptar e identificar los eventuales impactos sobre su situación patrimonial y financiera.

XII. INFORMACIÓN CONTABLE

Estados Financieros

Los Estados Financieros Auditados de la Compañía por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020 están expresados en pesos argentinos y fueron confeccionados de acuerdo con las NIIF emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”, por su sigla en inglés) y las normas de la CNV.

Procesos legales.

A la fecha, no existe proceso legal y/o arbitral alguno en el que la Emisora sea parte que pudiera tener y/o haya tenido en el pasado reciente efecto significativo en la situación financiera de la emisora o en su rentabilidad.

Política de Dividendos.

La Emisora no tiene una política de dividendos determinada. La distribución 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 por ganancias líquidas y realizadas. De acuerdo con el Art. 20° del Estatuto de la Emisora, las ganancias realizadas y líquidas de la Emisora se destinan: a) 5%, hasta alcanzar el 20% del capital social para el fondo de reserva legal; b) a remuneración del Directorio y del Consejo de Vigilancia en su caso; c) a las reservas voluntarias o provisiones que la asamblea decida constituir; d) el remanente que resultare se repartirá como dividendo de los accionistas, cualquiera sea su clase.

El directorio somete a consideración y aprobación de la asamblea de accionistas anual ordinaria los estados financieros de la Emisora correspondientes al ejercicio anterior, conjuntamente con el informe que sobre ellos emite la comisión fiscalizadora. En un período de 72 días contados desde el cierre del ejercicio, se debe celebrar una asamblea de accionistas ordinaria para aprobar los estados financieros y determinar el destino del resultado del ejercicio.

Cambios significativos

Para más información sobre cambios significativos desde la fecha de emisión de los estados financieros al 31 de diciembre de 2022, véase la sección “*Capítulo XI. Antecedentes Financieros – d) Cambios significativos*”.

Código de Gobierno Societario

El Código de Gobierno Societario de la Sociedad, cuya versión al 31 de diciembre de 2022 se encuentra cargada en la AIF bajo el ID 3011013.

XIII. DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA

El siguiente es un resumen de los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que se describen en “Capítulo XIV. Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables” de este Prospecto, y está condicionado en su totalidad por la información más detallada contenida en dicha sección de este Prospecto.

Emisora	Tecpetrol S.A.
Agentes Colocadores	Los agentes colocadores que pudieran designarse periódicamente según se indique en el respectivo Suplemento de Precio correspondiente a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables.
Descripción	Obligaciones Negociables simples, no convertibles en acciones, subordinadas o no, emitidas con garantía común, especial y/o flotante, con o sin recurso limitado, y con o sin garantía de terceros (incluyendo sin limitación sociedades afiliadas de la Compañía).
Monto máximo	El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa, no podrá exceder un valor nominal total de hasta US\$ 1.000.000.000, o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor.
Monedas	Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en cualquier moneda, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Adicionalmente, podrán emitirse con su capital, intereses y/u otros montos adeudados bajo los mismos, pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por las normas aplicables. Asimismo podrán estar denominadas en unidades de medida o valor, tales como unidades monetarias ajustables por índices y/o formulas, incluyendo pero no limitándose a Unidades de Vivienda actualizables por el Índice de Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires, en virtud de la Ley N°27.271(UVI) o en Unidades de Valor Adquisitivo, actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia, en virtud de la Ley N° 25.827 y de conformidad con lo dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 146/2017 del Poder Ejecutivo Nacional (UVA), la Resolución General de la CNV N° 718/18 y/o en toda otra unidad monetaria de valor que se determine y sea autorizada por la CNV.
Precio de emisión	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a su valor nominal, con descuento o con prima sobre su valor nominal, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Clases y series

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas Clases con términos y condiciones específicos diferentes entre sí; sin embargo, las Obligaciones Negociables de una misma Clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma Clase podrán ser emitidas en distintas Series con los mismos términos y condiciones de la Clase en cuestión, salvo que la fecha de emisión, el precio de emisión y la fecha de pago de intereses inicial, pueden variar. Los términos y condiciones aplicables a cada Clase y/o Serie serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Plazos y formas de amortización

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes. La Compañía podrá emitir Obligaciones Negociables con vencimientos no menores a 30 días desde la fecha de emisión, según se detalle en el respectivo Suplemento de Precio.

Intereses

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o variable, ser emitidos con descuento de emisión, no devengar intereses, o devengar intereses de acuerdo a cualquier otro mecanismo para la fijación de intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Montos adicionales	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos 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 que las normas vigentes exijan practicar tales retenciones o deducciones, la Emisora, sujeto a ciertas excepciones, pagará 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.
Forma	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o cartular, pudiendo, según corresponda, estar representadas por certificados globales o definitivos, de acuerdo a 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 Suplementos correspondientes.
Denominaciones	Las Obligaciones Negociables tendrán la denominación que se especifique en los Suplementos correspondientes.
Compromisos	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora se obliga a cumplir los compromisos que se detallan en “ <i>Capítulo XIV. Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Compromisos</i> ” del presente en tanto existan Obligaciones Negociables en circulación.
Rescate a opción de la Sociedad y/o de los tenedores	En caso que así se especifique en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Sociedad y/o de los tenedores con anterioridad a su vencimiento, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos. En todos los casos se observará el principio de trato igualitario entre los inversores.

Rescate por razones impositivas

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Sociedad podrá rescatar cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no parcialmente, en caso que la Sociedad se encuentre, o vaya a encontrarse, obligada a abonar cualquier monto adicional bajo “*Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Montos Adicionales*” del presente. Ver “*Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Rescate por Razones Impositivas*” del presente Prospecto. En todos los casos se observará el principio de trato igualitario entre los inversores.

Eventos de incumplimiento

En los Suplementos correspondientes se incluirá un detalle de los eventos de incumplimiento.

Rango

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 y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora oportunamente vigentes.

Colocación de las Obligaciones Negociables

La colocación de cada Serie y/o Clase de las Obligaciones Negociables se hará sobre la base de una suscripción en firme o una colocación en base a los mejores esfuerzos, según lo acordado entre la Sociedad y los colocadores respectivos. El Suplemento de Precio respectivo especificará los nombres y las direcciones de dichos colocadores, y los términos de colocación acordados por la Sociedad con los mismos, los que observarán lo dispuesto por el Artículo 27, Sección IV, Capítulo V del Título II y Capítulo IV del Título VI de las Normas N.T. 2013 y sus mod..

Listado y Negociación

La Sociedad podrá oportunamente solicitar el listado de las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie en el BYMA a través de la BCBA, y su negociación en el MAE y/o en cualquier otro mercado de valores de la Argentina y/o del exterior según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente.

Ley aplicable

Las Obligaciones Negociables se regirán por, y serán interpretadas de conformidad con, las leyes de Argentina y/o de cualquier otra jurisdicción que se especifique en los Suplementos correspondientes (incluyendo, sin limitación, las leyes del Estado de Nueva York); estableciéndose, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Obligaciones Negociables por la Sociedad, 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 regirán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley de General de Sociedades y todas las demás normas vigentes en Argentina.

Jurisdicción

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, toda controversia que se suscite entre la Emisora y/o los tenedores en relación con las Obligaciones Negociables de una clase y/o serie se resolverá, a elección de los tenedores, por el Tribunal Arbitral de alguno de los mercados autorizados en los que se solicite el listado y la negociación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión. No obstante lo anterior, los inversores tendrán el derecho de optar por acudir a los tribunales judiciales competentes de conformidad con el artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales. 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.

Duración del Programa

El plazo de duración del Programa, dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables, será de cinco (5) años contados a partir del vencimiento del plazo original, es decir, el vencimiento del Programa opera el 30 de octubre de 2027.

XIV. TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

A continuación, se detallan los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que podrán ser emitidas por la Emisora en el marco del Programa. En los Suplementos correspondientes se detallarán los términos y condiciones específicos de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, los cuales complementarán dichos términos y condiciones generales y/o determinarán su aplicabilidad con respecto a las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión.

Descripción

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones, subordinadas o no, emitidas con garantía común, especial y/o flotante, con o sin recurso limitado, y con o sin garantía de terceros (incluyendo sin limitación sociedades afiliadas de la Compañía).

Monto Máximo

El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder un valor nominal de hasta US\$1.000.000.000, o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor. A fin de determinar el monto total de las Obligaciones Negociables en circulación en la fecha de emisión de nuevas Obligaciones Negociables, se incluirá en los documentos correspondientes, en caso que las Obligaciones Negociables en cuestión se emitan en una moneda diferente al peso, la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el peso.

Monedas

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en cualquier moneda, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Adicionalmente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital, intereses y/u otros montos adeudados bajo los mismos, pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por las normas aplicables. Asimismo podrán estar denominadas en unidades de medida o valor, tales como unidades monetarias ajustables por índices y/o formulas, incluyendo pero no limitándose a Unidades de Vivienda actualizables por el Índice de Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires, en virtud de la Ley N°27.271(UVI) o en Unidades de Valor Adquisitivo, actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia, en virtud de la Ley N° 25.827 y de conformidad con lo dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 146/2017 del Poder Ejecutivo Nacional (UVA), la Resolución General de la CNV N° 718/18 y/o en toda otra unidad monetaria de valor que se determine y sea autorizada por la CNV.

Precio de Emisión

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a su valor nominal, o con descuento o con prima sobre su valor nominal, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Clases y Series

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas clases, con términos y condiciones específicos diferentes entre sí, pero las Obligaciones Negociables de una misma clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma clase podrán ser emitidas en distintas series con los mismos términos y condiciones de la clase en cuestión, salvo que la fecha de emisión, el precio de emisión y la fecha de pago de intereses inicial, pueden variar. Los términos y condiciones aplicables a cada clase y/o serie serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Plazos y Formas de Amortización

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes. La Compañía podrá emitir Obligaciones Negociables con vencimientos no menores a 30 días desde la fecha de emisión, según se detalle en el respectivo Suplemento de Precio.

Intereses

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o variable, con descuento de emisión, no devengar intereses, o devengar intereses de acuerdo a cualquier otro mecanismo para la fijación de intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Montos Adicionales

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos 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 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, pagará sujeto a ciertas excepciones 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.

Forma

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o cartular, pudiendo, según corresponda, estar representadas por certificados globales o definitivos, de acuerdo a 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 Suplementos correspondientes.

Denominaciones

Las Obligaciones Negociables tendrán la denominación que se especifique en los Suplementos

correspondientes.

Razones para la oferta y Destino de los fondos

En los Suplementos correspondientes se especificará el destino que la Emisora dará a los fondos netos que reciba en virtud de la colocación de las Obligaciones Negociables, que será uno o más de los siguientes 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 el país, (iii) integración de capital de trabajo en Argentina, (iv) refinanciación de pasivos, (v) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Emisora, (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, según se haya establecido en la resolución que disponga la emisión, y dado a conocer al público inversor.

Asimismo, la Emisora podrá destinar el producido neto proveniente de la emisión de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables, en cumplimiento del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y en virtud de los lineamientos establecidos en el art. 4.5 del Anexo III - Capítulo I - Título VI de las Normas de la CNV, para financiar o refinanciar proyectos o actividades con fines verdes (“Proyectos Verdes Elegibles”) y/o sociales (“Proyectos Sociales Elegibles”) y/o sustentable (“Proyectos Sustentables Elegibles”) (y sus gastos relacionados, tales como investigación y desarrollo), según se detallará oportunamente en el Suplemento de Prospecto correspondiente (conjuntamente, los “Proyectos Elegibles”).

Definiciones

- Bonos Verdes: son definidos como cualquier tipo de bono donde los recursos serán exclusivamente destinados para financiar, o refinanciar, ya sea en parte o totalmente, proyectos nuevos o existentes que sean elegibles como ‘proyectos verdes’. Los componentes principales son el uso de los fondos, la selección de proyectos, la administración de los fondos y la presentación de informes. Los fondos de la emisión se destinan exclusivamente a financiar actividades con beneficios ambientales, pudiendo incluir activos intangibles. Estos instrumentos contemplan beneficios ambientales como la mitigación y/o adaptación al cambio climático, la conservación de la biodiversidad, la conservación de recursos nacionales, o el control de la contaminación del aire, del agua y del suelo. Los bonos verdes también pueden tener beneficios sociales.

- Bonos Sociales: son definidos como bonos cuyos recursos serán exclusivamente utilizados para financiar o refinanciar, en parte o en su totalidad, proyectos sociales elegibles, ya sea nuevos o existentes y que estén alineados con los cuatro componentes principales de los SBP (social bonds principles). Los proyectos sociales tienen como objeto abordar o mitigar un determinado problema social y/o conseguir resultados sociales positivos especial, pero no exclusivamente, para un determinado grupo de la población. Los bonos sociales también pueden tener beneficios ambientales.

- Bonos sustentables: son aquellos que financian una combinación de proyectos ambientales y sociales.

Proyectos Elegibles

Selección de Proyecto

Los Proyectos Elegibles estarán alineados con los Principios de Bonos Verdes de 2018 (GBP, por sus siglas en inglés) Principios de Bonos Sociales (SBP, por sus siglas en inglés), Guía para bonos sustentables (SBG, por sus siglas en inglés) y los principios de bonos vinculados a la sostenibilidad (SLBP, por sus siglas en inglés), todos publicados por ICMA (International Capital Market Association) y los “Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina” contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de CNV.

Gestión de los Fondos

Dado que los Proyectos Elegibles serán desarrollados por la Emisora, las aplicaciones de los fondos serán trazables y monitoreables en los estados financieros de la misma.

Mientras se encuentre pendiente su aplicación, los fondos podrán invertirse en instrumentos financieros líquidos de alta calidad y en otras inversiones de corto plazo.

Presentación de Informes y Reportes

La Emisora se compromete a enviar al mercado correspondiente -para su difusión- un reporte (el “Reporte”) que contemple información actualizada sobre el uso de los fondos provenientes de sus emisiones, en la que se indiquen el uso de los fondos (agregando una breve descripción de los Proyectos Elegibles), los montos asignados durante el período que abarque dicho informe y, en su caso, las inversiones temporales de los recursos no asignados a dicha fecha. El Reporte incluirá los beneficios ambientales logrados por los Proyectos Elegibles, conforme los Principios de ICMA (International Capital Market Association) y los “Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina” contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de CNV (N.T. 2013 y mod.).

Revisión externa independiente

A los efectos de validar las credenciales verdes de las potenciales Clases o Series de Obligaciones Negociables, de conformidad con los lineamientos del Anexo III, Capítulo I, Título VI de las Normas de la CNV, la Emisora contratará a un revisor independiente, quien contará con experiencia en finanzas y sustentabilidad y asimismo, se encargará de realizar un informe indicando su opinión respecto a la categoría verde, social o sustentable del valor negociable elegido para canalizar los Proyectos Elegibles y comprobará que los fondos percibidos por la emisión de las Obligaciones Negociables sean aplicados a los destinos descriptos en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Información adicional

El financiamiento obtenido será exclusivamente asignado a actividades o proyectos que califiquen

como sociales, verdes o sustentables, que podrán o no estar garantizados por instituciones dedicadas exclusivamente a evaluar la transparencia de este tipo de proyectos, según se detallará en el respectivo Suplemento. Podrá asignarse o no una calificación de riesgo a dichas obligaciones negociables.

La Sociedad adoptará prácticas internacionales a fin de obtener una mayor armonización con los mercados en forma global.

Para que las obligaciones negociables sean calificadas como “Bonos Verdes”, “Bonos Sociales”, “Bonos Sustentables” o “Bonos vinculados a la sostenibilidad” conforme los principios de ICMA y los lineamientos de CNV deberán ser expresamente encuadrados de tal manera por los mercados en que se solicite autorización para la cotización y negociación, no pudiendo hacer uso de estos calificativos si no cumplen los lineamientos especificados en la normativa aludida.

Asimismo, se deja constancia de que la Sociedad también podrá emitir Obligaciones Negociables conforme otros lineamientos y/o parámetros publicados por (i) otros organismos nacionales o internacionales, tales como la ONU (Organización de las Naciones Unidas) (the Ten Principles of the UN Global Compact), OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) (OECD Principles of Corporate Governance), la OIT (Organización Internacional del Trabajo) (ILO Principles); o bien (ii) entidades que asignen calificaciones conforme el grado de cumplimiento con ciertos parámetros. En tales casos, la adecuación de las Obligaciones Negociables emitidas por la Sociedad a dichos lineamientos, parámetros y/o calificaciones será oportuna y debidamente informada en el respectivo Suplemento. La CNV no ha emitido juicio sobre carácter Social, Verde y/o Sustentable o el grado de adecuación a los parámetros mencionados que puedan tener las potenciales emisiones de la Emisora.

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 Suplementos correspondientes, las transferencias de Obligaciones Negociables serán, en su caso, efectuadas de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de registro en cuestión.

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 Suplementos 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.

Reemplazo

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, en caso de que

cualquier título global o título definitivo que represente Obligaciones Negociables sea dañado y/o mutilado, o se encuentre aparentemente destruido, extraviado, hurtado o robado, la Emisora, a solicitud escrita del titular registral del título en cuestión, emitirá un nuevo título en reemplazo del mismo.

En todos los casos, el titular registral que solicite el reemplazo proveerá a la Emisora, juntamente con su solicitud, garantías e indemnizaciones aceptables para la Emisora a fin de que la Emisora y sus agentes sean exentos de toda responsabilidad en relación con el reemplazo en cuestión. Cuando el reemplazo sea de títulos dañados y/o mutilados, el titular registral en cuestión deberá entregar a la Emisora, juntamente con su solicitud, el título dañado y/o mutilado. Cuando el reemplazo sea de títulos aparentemente destruidos, extraviados, hurtados o robados, el titular registral en cuestión deberá entregar a la Emisora, juntamente con su solicitud, prueba de la aparente destrucción, extravío, hurto o robo, ajustándose a lo establecido en la Sección 4, “Deterioro, sustracción, pérdida y destrucción de títulos valores o de sus registros” del Capítulo 6, Título V, Libro Tercero – Derechos Personales, del Código Civil y Comercial de la Nación.

Los títulos emitidos en virtud de cualquier reemplazo de títulos serán obligaciones válidas de la Emisora y evidenciarán la misma deuda y tendrán derecho a los mismos beneficios que los títulos reemplazados. En todos los casos, los nuevos títulos serán entregados en las oficinas de la Emisora que se detallan en el presente Prospecto. 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 Suplementos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales 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.

Compromisos

En los Suplementos correspondientes se incluirán los compromisos que la Emisora se obliga a cumplir respecto de las Obligaciones Negociables en circulación:

Rescate a Opción de la Sociedad y/o de los Tenedores

En caso que así se especifique en los Suplementos 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 las mismas, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos. El rescate anticipado parcial se realizará respetando el principio

de trato igualitario entre inversores.

Eventos de Incumplimiento

Los Suplementos correspondientes incluirán eventos de incumplimiento en relación con las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión.

Rango

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos 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 que cualquier obligación no garantizada de la Sociedad. 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 y no subordinadas, presentes y futuras, de la Emisora oportunamente vigentes.

Asambleas

En los Suplementos correspondientes se especificará el mecanismo de las asambleas de tenedores de las Obligaciones Negociables.

Notificaciones

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todas las notificaciones a los tenedores de Obligaciones Negociables se considerarán debidamente efectuadas cuando se publiquen por un día en el Boletín Diario Electrónico de la BCBA publicado en la página web de la BCBA (www.bcba.sba.com.ar), en el boletín diario electrónico del MAE publicado en la página web del MAE (www.mae.com.ar), 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 N.T. 2013 y sus mod. y las demás normas vigentes, y asimismo, en su caso, todas las publicaciones que requieran las normas vigentes de las bolsas y/o mercados autorizados del país o del exterior donde coticen 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 el Suplemento correspondiente.

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 oportunamente la Emisora celebre con entidades que actúen como fiduciarios y/o agentes fiscales, lo cual será especificado en los Suplementos correspondientes. Los contratos de fideicomiso regularán los derechos de los tenedores de las Obligaciones Negociables y su relación con el Emisor. 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 que se designara cualquier fiduciario y/o agente fiscal, y/o cualquier otro agente, en relación con las Obligaciones Negociables de cualquier clase, la Sociedad deberá cumplir en tiempo y forma con los términos y condiciones de los respectivos contratos que celebre con tales fiduciarios, agentes fiscales y/u otros agentes.

Agentes Colocadores

Los agentes colocadores (y agentes co-colocadores, en su caso) de las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie serán aquellos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Otras Emisiones de Obligaciones Negociables

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Sociedad, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie en circulación, podrá en cualquier momento emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de cualquier 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 las mismas. Tales nuevas Obligaciones Negociables serán de una serie distinta dentro de la clase en cuestión.

Ley Aplicable

Las Obligaciones Negociables se regirán por, y serán interpretadas de conformidad con, las leyes de Argentina y/o de cualquier otra jurisdicción que se especifique en los Suplementos correspondientes (incluyendo, sin limitación, las leyes del Estado de Nueva York); estableciéndose, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Obligaciones Negociables por la Sociedad, 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 regirán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley General de Sociedades y todas las demás normas vigentes argentinas.

Jurisdicción

Las Obligaciones Negociables constituirán “obligaciones negociables” conforme a la Ley de Obligaciones Negociables, y tendrán derecho a los beneficios establecidos en ella. La calificación como obligaciones negociables, la autorización, formalización y otorgamiento de las mismas por parte de la Sociedad, y la aprobación de las mismas por la CNV para su oferta pública en la Argentina, se encuentran regidas por la legislación argentina. Las demás cuestiones relacionadas a las Obligaciones Negociables podrán regirse por la legislación de otra jurisdicción conforme se establezca en cada Suplemento de Precio.

Toda acción contra la Sociedad en razón de las Obligaciones Negociables podrá ser interpuesta en forma no exclusiva ante los Tribunales Ordinarios en lo Comercial con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el Tribunal Arbitral Permanente de la BCBA, en virtud del ejercicio de la facultad delegada por el BYMA a la BCBA, conforme lo dispuesto por la Resolución 17.501 de la CNV, o el que en el futuro lo reemplace, de conformidad con las disposiciones del artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales o cualquier otro tribunal al cual la Sociedad decida someterse con respecto a cada una de las Clases y/o Series, conforme se establezca en cada Suplemento de Precio, sin perjuicio del derecho de los tenedores a acudir a los tribunales judiciales competentes, a los que también podrá acudir la Sociedad en caso que el tribunal arbitral correspondiente cese en sus funciones.

Acción Ejecutiva

En el supuesto de incumplimiento por parte de la Sociedad 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 que las Obligaciones Negociables fueran nominativas no endosables representadas 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 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.

Prescripción

Los reclamos contra la Sociedad por el pago de capital y/o intereses bajo las Obligaciones Negociables prescribirán a los cinco y dos años, respectivamente, contados desde la fecha de vencimiento del pago correspondiente.

Duración del Programa

El plazo de duración del Programa, dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables, será de cinco (5) años contados a partir del vencimiento del plazo original, es decir, el vencimiento del Programa opera el 30 de octubre de 2027.

XV. DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

Plan de Distribución

En los documentos correspondientes se detallará el plan de distribución aplicable a las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión. Dicho plan de distribución deberá ajustarse a lo previsto en los artículos 27, 28 y concordantes del Capítulo V, Título II de las Normas N.T. 2013 y sus modificatorias. El plan de distribución podrá establecer que las Obligaciones Negociables sean integradas por los correspondientes suscriptores en efectivo y/o mediante la entrega de Obligaciones Negociables de cualquier otra clase y/o serie en circulación.

Colocación

La Sociedad podrá colocar las Obligaciones Negociables (i) por medio de suscriptores, (ii) directamente a uno o más compradores o (iii) a través de agentes. Cada Suplemento de Precio, contendrá los términos de la oferta de las Obligaciones Negociables, pudiendo incluir el nombre de los suscriptores o agentes, el precio de emisión de las Obligaciones Negociables, el producido neto de dicha colocación, descuentos de emisión, comisiones, compensaciones y gastos relacionados, haciendo referencia a los procedimientos previstos por el Artículo 27, Sección IV, Capítulo V del Título II y el Capítulo IV del Título VI de las Normas N.T. 2013 y sus modificatorias que se aplicarán para cada emisión en particular.

La Sociedad podrá celebrar convenios de suscripción, de colocación o cualquier otro acuerdo relacionado para la colocación inicial de las Obligaciones Negociables (los “Contratos de Colocación”), con entidades financieras u otros intermediarios autorizados conforme con las Normas N.T. 2013 y sus modificatorias y las demás regulaciones vigentes (conjuntamente, los “Colocadores”), según se determine en cada Suplemento de Precio. Los Colocadores asumirán la obligación de colocar las Obligaciones Negociables conforme la modalidad que se pacte en cada Contrato de Colocación. Asimismo, los Contratos de Colocación contendrán, entre otras, disposiciones sobre el precio, comisiones, la forma y condiciones bajo las cuales los Colocadores eventualmente adquirirán las Obligaciones Negociables.

Los Contratos de Colocación establecerán disposiciones relativas a designación de colocadores adicionales ya sea en general para las Obligaciones Negociables como para una Serie específica de las mismas.

En la Argentina, las Obligaciones Negociables sólo podrán ser ofrecidas al público por la Sociedad, los Colocadores o a través de personas o entidades que se hallen autorizadas conforme a las leyes y reglamentaciones de la Argentina a ofrecer y vender obligaciones negociables directamente al público.

Calificación de Riesgo

El Programa no cuenta con calificación de riesgo. Sin perjuicio de ello, la Emisora podrá optar por calificar o no cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables, según se establezca en el correspondiente Suplemento.

La Ley de Mercado de Capitales junto con las Normas N.T. 2013 y sus mod., establecen normas generales sobre calificaciones aplicables a emisoras que procuran ofrecer títulos de deuda en la Argentina por oferta pública autorizada por la CNV. La Ley de Mercado de Capitales dispone que las emisoras podrán solicitar a las sociedades calificadoras que califiquen sus títulos, estén o no sujetos a las normas sobre oferta pública. Sin perjuicio de ello, la CNV podrá requerir la calificación de las Obligaciones Negociables, si lo considerara necesario en base a ciertas condiciones de la emisión.

Mercados

Se solicitará la autorización de listado y de negociación de las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa en BYMA, a través de la BCBA, en virtud del ejercicio de la facultad delegada por BYMA a la BCBA, conforme lo dispuesto por la Resolución N° 17.501 de la CNV, en el MAE o en cualquier otro mercado autorizado de la Argentina y/o del exterior, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

XVI. INFORMACIÓN ADICIONAL

Capital Social

A la fecha de este Prospecto, el capital social de la Compañía es de \$4.436.448.068 dividido en la siguiente forma: 3.106.342.422 (tres mil ciento seis millones trescientos cuarenta y dos mil cuatrocientos veintidós) acciones ordinarias escriturales “A”, y 1.330.105.646 (mil trescientos treinta millones ciento cinco mil seiscientos cuarenta y seis) acciones ordinarias escriturales “B”.

Todas las acciones en circulación se encuentran totalmente integradas. Seguidamente se detalla la composición accionaria actual:

Accionista	Clase	Cantidad de Acciones	Porcentaje de Capital
Tecpetrol Internacional S.L., con domicilio en Recoletos 23, piso 3° 28001, Madrid, España.	A B	2.928.275.448 1.330.105.646	66,0050% 29,9813%
Tecpetrol Investments S.L.U., con domicilio en Calle Recoletos 23, 3er piso, Madrid 28001, España ⁴	A	178.066.962	4,0137%
Claudio R. Hirschler, argentino, DNI. 7.595.988, con domicilio en Av. Juan B. Justo 1045 – Piso 29° - 2R – CABA.	A	4	0,0000001 %
Ricardo J.P. Soler, argentino, DNI. 8.482.546, con domicilio en Montevideo 1656 – Piso 11° - CABA.	A	4	0,0000001 %
Pablo R. Stampalia, argentino, DNI. 14.010.943, con domicilio en José Luis Cantilo 4455 – CABA.	A	4	0,0000001 %

La evolución del capital social de los últimos tres ejercicios se encuentra reflejada en los Estados Financieros Auditados de la Compañía por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2020, 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2022.

Instrumento Constitutivo

Estatutos

Tecpetrol fue constituida el 5 de junio de 1981, por un plazo de 99 años (que expira el 19 de junio de 2080) resultando inscrita en el Registro Público de Comercio el 19 de junio de 1981 bajo el Número correlativo de IGJ 802.207 y Número de inscripción 247 del libro 94, tomo A de Sociedades Anónimas.

El estatuto y sus modificaciones fueron inscriptos en el Registro Público de Comercio a cargo de la Inspección General de Justicia de la Capital Federal al Tomo "A" de Estatutos de Sociedades Anónimas Nacionales bajo los siguientes números y fechas: N° 247- Lo. 94, el 19 de junio de 1981; N°1409- Lo. 98, el 25 de marzo de 1983; N° 10312- Lo. 101, el 16 de octubre de 1985; N° 4587- Lo. 103, el 1 de julio de 1987; N° 537- Lo. 106, el 24 de febrero de 1989, N° 8862- Lo. 107, el 12 de diciembre de 1989, N° 7601-Lo. 111, el 18 de agosto de 1992; N° 12535- Lo 112, el 21 de diciembre de 1992, N° 2660- Lo 112, el 6 de abril de 1993; N° 12036- Lo 117, el 14 de diciembre

⁴ En enero de 2020, el accionista Tecpetrol International S.A. aprobó el traslado de su domicilio de dicha sociedad a España, modificando la denominación social a la actual de Tecpetrol Investments S.L.U.

de 1995, N° 12632- Lo 122, el 30 de octubre de 1997; N° 15449 Lo. 12, el 13 de octubre de 2000; N° 10506 Lo. 28, el 14 de septiembre de 2005; N° 19250 Lo. 37, el 16 de noviembre de 2007; N° 4985 Lo. 44, el 23 de marzo de 2009; N° 17349 Lo. 51, el 20 de septiembre de 2010; N° 3.041 L° 78, el 02 de marzo de 2016; N° 23.337 L° 82, el 25 de noviembre de 2016; N° 19.900 L° 86, el 28 de septiembre de 2017; y N° 15.183 Lo. 90, el 14 de agosto de 2018.

Administración

Conforme se expone con mayor detalle en el Capítulo VIII, la administración de la Sociedad está a cargo de un Directorio compuesto de no menos de tres y no más de cinco miembros titulares nombrados por la Asamblea Ordinaria. Los Directores durarán un ejercicio en sus funciones, siendo válidos sus mandatos hasta la elección de sus reemplazantes; pueden ser reelectos indefinidamente. En caso de ausencia, impedimento o renuncia o licencia de un director, el Consejo de Vigilancia puede designar a un reemplazante, que durará en el cargo hasta la reincorporación del titular, el cese del impedimento o hasta la próxima Asamblea Ordinaria.

Asimismo, el estatuto de la Sociedad dispone la existencia de un Consejo de Vigilancia formado por no menos de tres miembros titulares que serán designados anualmente por la Asamblea Ordinaria, con las funciones asignadas para tal órgano por la Ley General de Sociedades.

El gerenciamiento de la Sociedad está a cargo de un Director General, a quien reporta un equipo de once funcionarios con responsabilidad específica sobre diferentes áreas de negocio (al respecto ver el punto “Funcionarios Ejecutivos” del “Capítulo VIII. Datos Sobre Directores, Gerentes, *Asesores y Miembros del Órgano de Fiscalización*”).

Las decisiones operativas son tomadas por el grupo de directivos compuesto por el Presidente, el Director General de Operaciones, el Director General de Desarrollo de Negocios y el Director General de Áreas Corporativas, con el apoyo de los demás directores ejecutivos antes mencionado, y las decisiones de tipo estratégico, así como aquellas inherentes al órgano de administración de la Sociedad, son sometidas a aprobación del Directorio.

Contratos Importantes

En los últimos dos ejercicios no se han celebrado contratos importantes distintos de los originados en el curso ordinario de los negocios.

Controles de cambio

Tipo de cambio

A partir del 1° de abril de 1991 y hasta fines del año 2001, la Ley N° 23.928 (la “Ley de Convertibilidad”) estableció un régimen conforme al cual el Banco Central estaba obligado a vender dólares estadounidenses a un tipo de cambio fijo de un peso por dólar estadounidense. El 6 de enero de 2002, el Congreso de la Nación sancionó la Ley N° 25.561 (y modificatoria y normas complementarias, la “Ley de Emergencia Pública”), mediante la cual se derogó el régimen de la Ley de Convertibilidad, abandonando formalmente más de diez años de paridad fija entre el peso y el dólar estadounidense y eliminando el requisito de que las reservas en oro y en moneda

extranjera del Banco Central debían ser en todo momento equivalentes al 100% de la base monetaria.

La Ley de Emergencia Pública, que ha sido prorrogada año tras año y estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017, otorgaba al gobierno nacional la facultad de fijar el tipo de cambio del peso frente a las monedas extranjeras y a emitir regulaciones relativas al mercado cambiario. Tras un breve período en el cual el gobierno nacional estableció un sistema cambiario dual provisorio conforme a la Ley de Emergencia Pública, el peso fluctuó libremente frente a otras monedas desde febrero de 2002, aunque el Banco Central tiene potestad para intervenir el mercado de cambios comprando y vendiendo divisas por cuenta propia, una práctica que lleva a cabo regularmente. Desde el 2011, el gobierno argentino incrementó el control del tipo de cambio y la transferencia de fondos desde y hacia la Argentina.

El siguiente cuadro muestra, para los períodos indicados, los tipos de cambio vendedor promedio, máximo, mínimo y al cierre del período entre el Peso y el Dólar Estadounidense, de acuerdo con lo informado por el Banco Central. El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no publica un tipo de cambio comprador de mediodía para el Peso.

	Máximo ⁽¹⁾	Mínimo ⁽²⁾	Promedio ⁽³⁾	Al cierre del período ⁽⁴⁾
	(pesos por US\$)			
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
2017	18,8300	15,1742	16,5567	18,7742
2018	40,8967	18,4158	28,0937	38,5700
2019	60,0000	37,0400	48,2553	59,9000
2020	84,1450	59,8152	71,6057	84,1450
2021	102,7500	84,7033	95,8036	102,7500
2022	177,1283	103,0400	130,8089	177,1283
Mes				
Enero 2023	186,8750	178,1417	182,2441	186,8750
Febrero 2023.....	197,1533	187,3083	191,8924	197,1533
Marzo 2023.....	208,9883	197,5600	203, 1055	208,9883
Abril 2023 ⁽⁵⁾	214,6650	210,3300	212,6295	214,6650

- (1) El tipo de cambio máximo indicado fue el tipo de cambio más alto durante el período informado.
(2) El tipo de cambio mínimo indicado fue el tipo de cambio más bajo durante el período informado.
(3) Calculado utilizando el promedio de los tipos de cambio del último día de cada mes durante el período (para períodos anuales) y el promedio de las tasas de cambio de cada día durante el período (para períodos mensuales).
(4) El tipo de cambio al cierre del período fue el tipo de cambio cotizado al cierre del período informado.
(5) Hasta el 13 de abril de 2023.

Fuente: Banco Central

Lo anterior no puede entenderse como una declaración que los montos en pesos han sido o pudieran haber sido convertidos, o que podrían convertirse a montos en dólares a los tipos de cambio antes mencionados en ninguna de las fechas indicadas.

Controles de cambio

Mediante el Decreto N° 609 (el “Decreto 609”), de fecha 1 de septiembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional estableció que, hasta el 31 de diciembre de 2019, 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. De acuerdo con las disposiciones del Decreto 609, el BCRA tiene potestad para establecer los supuestos en los que el acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera y metales preciosos amonedados y las transferencias al exterior requerirán autorización previa. El 28 de diciembre de 2019, mediante el Decreto N° 91/2019, el Poder Ejecutivo Nacional modificó el Artículo 1 del Decreto 609, prorrogando indefinidamente la obligación de repatriar y liquidar el contravalor de la exportación de bienes y servicios en el mercado de cambios con base en pautas objetivas en función de las condiciones vigentes en el mercado cambiario y distinguiendo la situación de las personas humanas de la de las personas jurídicas. De igual modo se faculta al BCRA para establecer reglamentaciones que eviten prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través de títulos públicos u otros instrumentos, lo dispuesto en esta medida.

En ese marco, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6770, según fuera posteriormente modificada, la cual, a partir del 1 de septiembre de 2019, implementó un amplio mecanismo de control de cambios.

*A continuación, se detallan los aspectos más relevantes de la normativa del BCRA conforme el texto ordenado dispuesto por la Comunicación “A” 7490 (conforme fuera modificado o complementado, el “**Régimen Cambiario**”), relativos al ingreso y egreso de fondos de la Argentina:*

Disposiciones específicas para los ingresos por el mercado de cambios

Ingreso y liquidación del producido de las exportaciones de bienes

El producido de las exportaciones de bienes debe ser ingresado y liquidado en pesos a través del mercado de cambios en un plazo determinado para el bien o servicio de que se trate. Independientemente de estos plazos máximos de liquidación, el Régimen Cambiario estableció además que los pagos por exportaciones deben ser ingresados y liquidados a través del mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles siguientes a su pago.

De acuerdo con el punto 2.6 del Régimen Cambiario, los exportadores están autorizados a exceptuar la obligación de liquidación en la medida en que (a) Los fondos ingresados sean acreditados en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales; (b) los fondos ingresen a la Argentina dentro de los plazos aplicables; (c) los fondos se apliquen simultáneamente a la realización de pagos para los cuales la normativa otorga acceso al mercado de cambios, sujeto a los límites aplicables; (d) Si el ingreso correspondiese a nueva deuda financiera con el exterior y el destino fuese la precancelación de deuda local en moneda extranjera con una entidad financiera, la nueva deuda con el exterior deberá tener una vida promedio mayor a la que se precancela con la entidad local.

Los montos cobrados en moneda extranjera por concepto de siniestros relacionados con los bienes exportados también deben ser ingresados y liquidados en pesos en el mercado de cambios, hasta el monto de los bienes exportados asegurados.

El exportador debe designar a una entidad financiera para el seguimiento de cada transacción de

exportación. La obligación de ingreso y liquidación de divisas a través del mercado de cambios correspondiente a un permiso de embarque se considerará satisfecho cuando la entidad designada para el seguimiento certifique que se ha producido el ingreso y la liquidación.

Cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera

Respecto de los cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera se considerará que se cumple total o parcialmente con el seguimiento del permiso de embarque, por un monto equivalente al pagado localmente en pesos y/o en moneda extranjera al exportador por un agente local propietario del medio de transporte de bandera extranjera, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- (i) La documentación permite constatar que la entrega de la mercadería exportada se ha producido en el país, que el agente local de la empresa propietaria de los medios de transporte de bandera extranjera ha realizado localmente el pago al exportador y la moneda en la que dicho pago se efectuó.
- (ii) La entidad cuente con una certificación emitida por una entidad en la que conste que el referido agente local hubiera tenido acceso al mercado de cambios en virtud de lo dispuesto en el punto 3.2.2. por el monto equivalente en moneda extranjera que se pretende imputar al permiso.

La entidad emisora de la mencionada certificación deberá previamente verificar el cumplimiento de todos los requisitos establecidos por la normativa cambiaria para el acceso al mercado de cambios por el punto 3.2.2. del Régimen Cambiario, con excepción de lo previsto en el punto 3.16.1 de tales normas, y contar con una declaración jurada del referido agente local en la que conste que no ha transferido ni transferirá fondos al exterior por la parte proporcional de las operaciones comprendidas en la certificación.

- (iii) En caso de que los montos hayan sido percibidos en el país en moneda extranjera, la entidad cuenta con la certificación de liquidación de los fondos en el mercado de cambios.

El agente local de la empresa propietaria del medio de transporte de bandera extranjera no deberá haber utilizado este mecanismo por un monto superior a US\$ 2.000.000 en el mes calendario en curso.

Obligación de ingresar las divisas procedentes de las exportaciones de servicios

Los pagos recibidos por la prestación de servicios por parte de residentes a no residentes deben ser ingresados y liquidados a través del mercado de cambios en un plazo no superior a 5 días hábiles desde su pago.

Aplicación de los ingresos de las exportaciones

El Régimen Cambiario autoriza la aplicación de los ingresos de las exportaciones al reembolso de (i) financiaciones previas a la exportación y financiaciones a la exportación otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales; (ii) financiaciones previas a la exportación y anticipos a la exportación liquidados en el mercado de cambios, siempre que las operaciones correspondientes hayan sido celebradas a través de escrituras públicas o registros públicos; (iii) endeudamiento financiero en virtud de contratos celebrados con anterioridad al 31 de agosto de 2019 que prevean la cancelación de los mismos a través de la aplicación en el exterior de los fondos

de exportación; y (iv) otros endeudamientos financieros del exterior sujetos a ciertos requisitos según lo establecido en los puntos 7.9 y 7.10 del Régimen Cambiario. Asimismo, permite mantener los ingresos de exportación en el exterior para garantizar el pago de nuevos endeudamientos, siempre que se cumplan ciertos requisitos.

Endeudamientos financieros con el exterior

De acuerdo con el punto 2.4 del Régimen Cambiario para que los deudores residentes puedan acceder al mercado de cambios para pagar el endeudamiento financiero con el exterior desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019, el producto del préstamo debe haber sido liquidado a través del mercado de cambios y la operación debe haber sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. En consecuencia, aunque la liquidación del producto del préstamo no es obligatoria, el hecho de no liquidarlo impedirá el acceso futuro al mercado de cambios a efectos de reembolso.

El acceso al mercado de cambios para realizar dichos pagos con más de tres días de antelación a la fecha de vencimiento está, por regla general, sujeto a la autorización previa del BCRA. Los pagos anticipados realizados con fondos provenientes de nuevos préstamos extranjeros debidamente liquidados o en relación con los procesos de refinanciación de deudas o de gestión de pasivos pueden estar exentos de dicha autorización previa del BCRA en la medida en que cumplan con varios requisitos según lo establecido en el punto 3.5 del Régimen Cambiario.

Hasta el 31 de diciembre de 2023, se requiere la conformidad previa del BCRA para que los residentes locales puedan acceder al mercado de cambios para realizar pagos de capital en virtud del endeudamiento financiero transfronterizo con partes vinculadas (a menos que el producto del préstamo se haya liquidado a través del mercado de cambios después del 1 de octubre de 2020, y el préstamo tenga una vida media de al menos 2 años).

Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de cambios

Requisitos generales

Como regla general, y de forma complementaria a las reglas específicas de cada operación para el acceso, ciertos requisitos generales deben ser cumplidos por una empresa o individuo local para acceder al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera o su transferencia al exterior (es decir, pagos de importaciones y otras compras de bienes en el exterior; pago de servicios prestados por no residentes; distribución de utilidades y dividendos; pago de capital e intereses de endeudamiento externo; pagos de intereses de deudas para la importación de bienes y servicios, entre otros) sin requerir conformidad previa del BCRA. En tal sentido, la empresa o individuo local deberá presentar una declaración jurada en la que deje constancia que:

a. (i) al momento del acceso al mercado de cambios la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras, y (ii) al inicio del día en que solicita el acceso al mercado de cambios no posee certificados de depósito argentinos (“CEDEARs”) representativos de acciones extranjeras y/o activos externos líquidos disponibles que conjuntamente tengan un valor superior a USD 100.000 (se excluye de este límite a los fondos depositados en el exterior que constituyen fondos de reserva o garantía bajo contratos de deuda con el exterior, o fondos otorgados como garantía de derivados concertados en el exterior). Son considerados “activos externos líquidos” a estos efectos, las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener

disponibilidad inmediata de moneda extranjera. Por otra parte, no deben considerarse activos externos líquidos disponibles a aquellos fondos depositados en el exterior que no pudiesen ser utilizados por el cliente por tratarse de fondos de reserva o de garantía constituidos en virtud de las exigencias previstas en contratos de endeudamiento con el exterior o de fondos constituidos como garantía de operaciones con derivados concertadas en el exterior.

b. se comprometa a liquidar en el mercado de cambios, dentro de los cinco días hábiles de su puesta a disposición, los fondos que reciba en el exterior por el cobro de préstamos otorgados a terceros, de depósitos a plazo, o de la venta de cualquier tipo de activo, en la medida en que el activo objeto de la venta hubiera sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

c. Deje constancia que en la fecha de acceso al mercado de cambios y en los 90 días corridos anteriores: (i) no concertó ventas en el país de títulos valores con liquidación en moneda extranjera, (ii) no realizó canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos, (iii) no realizó transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior, (iv) no adquirió en el país títulos valores emitidos por no residentes con liquidación en pesos, (v) no adquirió CEDEARs representativos de acciones extranjeras, (vi) no adquirió títulos valores representativos de deuda privada emitida en jurisdicción extranjera, y (vii) no entregó fondos en moneda local ni otros activos locales (excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales) a ninguna persona (sea humana o jurídica, residente o no residente, vinculada o no), recibiendo como contraprestación previa o posterior, de manera directa o indirecta, por sí misma o a través de una entidad vinculada, controlada o controlante, activos externos, criptoactivos o títulos valores depositados en el exterior.

d. se comprometa a no concertar tales ninguna de las transacciones descriptas en el apartado (c) más arriba a partir del momento en que solicita el acceso al mercado de cambios y durante los 90 días corridos siguientes.

e. El punto 3.16.3 del Régimen Cambiario agrega que, en caso de que el cliente que solicita acceso al mercado de cambios sea una persona jurídica, para que la operación no quede comprendida por el requisito de conformidad previa del BCRA, la entidad deberá contar adicionalmente con una declaración jurada en la que conste:

a) El detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente.

b) Deje constancia que, en la fecha de acceso al mercado de cambios y en los 90 días corridos anteriores, no le entregó a tales personas en el país fondos en moneda local u otros activos locales líquidos, a menos que: (i) esas entregas se hayan realizado con anterioridad al 12 de julio de 2021, (ii) esas entregas resulten de operaciones habituales de adquisiciones de bienes o servicios, o (iii) presente una declaración jurada de tales personas en la que éstas dejen constancia de lo previsto en el apartado (c) más arriba, y asuman el compromiso detallado en el apartado (d) más arriba.

Finalmente, el punto 3.16.4 del Régimen Cambiario establece que las entidades requerirán la conformidad previa del BCRA para dar acceso al mercado de cambios a las personas humanas o jurídicas incluidas por la AFIP en la base de datos de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos por dicho organismo. Este requisito no resultará de aplicación para el acceso al mercado para las cancelaciones de 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.

Pago de las importaciones

El punto 3.1 del Régimen Cambiario permite el acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes, estableciendo diferentes condiciones según se trate de pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero, o de pagos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente. A su vez, dispone el restablecimiento del sistema de seguimiento de pago de importaciones “SEPAIMPO” a los efectos de monitorear los pagos de importaciones, las financiaciones de importaciones y la demostración del ingreso de los bienes al país.

Asimismo, el importador local debe designar una entidad financiera local para actuar como banco de seguimiento, que será el responsable de verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, incluyendo, entre otros, la liquidación de financiaciones de importación y el ingreso de los bienes importados.

Sin perjuicio de lo descripto anteriormente, conforme lo establecido por el punto 10.11 del Régimen Cambiario, hasta el 31 de diciembre de 2022, se deberá contar con la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para la realización de pagos de importaciones de bienes o la cancelación de principal de deudas originadas en la importación de bienes, a menos que se verifique alguna de las situaciones establecidas en los puntos 10.11.1 a 10.11.11 del Régimen Cambiario. Algunos de estos supuestos son:

a) La entidad interviniente cuente con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que el monto total de los pagos asociados a sus importaciones de bienes cursados a través del mercado de cambios a partir del 1 de enero de 2020, incluido el pago cuyo curso se está solicitando no supere en más del equivalente a US\$250.000 al monto que surge de considerar (i) el monto por el cual el importador tendría acceso al mercado de cambios al computar las importaciones de bienes que constan a su nombre en el sistema de seguimiento de pagos de importaciones de bienes (SEPAIMPO) y que fueron oficializadas entre el 1 de enero de 2020 y el día previo al acceso al mercado de cambios, las importaciones de bienes asociadas a una declaración efectuada a través del Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI) oficializada serán computadas en la medida que se verifique alguna de las condiciones previstas en los puntos 10.3.2.7.i) al 10.3.2.7.vii), (ii) más el monto de los pagos cursados por el mercado de cambios a partir del 6 de julio de 2020 que correspondan a importaciones de bienes ingresadas por Solicitud Particular o Courier que se hayan embarcado a partir del 1 de julio de 2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha, (iii) más el monto de los pagos cursados en el marco de los puntos b) a g) debajo, no asociados a importaciones comprendidas los puntos (i) y (ii) del presente párrafo, (iv) menos el monto pendiente de regularizar por pagos de importaciones con registro aduanero pendiente realizados entre el primero de septiembre de 2019 y el 31 de diciembre de 2019.

b) Se trate de un pago diferido de importaciones de bienes que corresponda a operaciones que se hayan embarcado a partir del 1° de julio de 2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha en la medida que se cumpla alguna de las condiciones previstas en los puntos 10.3.2.7.i) al 10.3.2.7.vii) del Régimen Cambiario.

c) Se trate de un pago asociado a una operación no comprendida en el punto b) en la medida que sea destinado a la cancelación de una deuda comercial por importaciones de bienes con una agencia

de crédito a la exportación o una entidad financiera del exterior o que cuente con una garantía otorgada por las mismas.

d) Se trate de un pago a la vista o de deudas comerciales sin registro de ingreso aduanero y se verifiquen las siguientes condiciones: a) la operación corresponde a la importación de insumos que serán utilizados para la elaboración de bienes en el país; y b) los pagos cursados por el presente inciso no superan, en el mes calendario en curso y en el conjunto de las entidades, el monto que se obtiene de considerar el promedio del monto de las importaciones de insumos computables a los efectos del punto 10.11.1. en los últimos doce meses calendario cerrados, neto del monto pendiente de regularización por pagos con registro de ingreso aduanero pendiente en situación de demora que registre el importador. La entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente dejando constancia del cumplimiento de las condiciones indicadas, el carácter de insumos de las importaciones computadas y constatar adicionalmente que lo declarado respecto al monto resulta compatible con los datos existentes en el BCRA a partir del sistema online implementado a tal efecto.

Previamente a dar curso a pagos de importaciones de bienes, la entidad interviniente, deberá, adicionalmente a solicitar la declaración jurada del cliente, constatar que tal declaración resulta compatible con los datos existentes en el BCRA a partir del sistema online implementado a tal efecto.

Adicionalmente, se destaca que el 13 de octubre de 2022 el BCRA emitió la Comunicación “A” 7622 (posteriormente complementada por las Comunicaciones “A” 7629, 7638 y 7643) a través de la cual se introdujeron diversas modificaciones en materia de acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones de bienes y de servicios, respectivamente (en adelante, y en conjunto con sus complementarias, la “**Comunicación A 7622**”).

La Comunicación A 7622 dispone, que, a partir del 17 de octubre de 2022, se podrá dar acceso al mercado de cambios 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:

- a) 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;
- b) El pago se concrete mediante 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
- c) Cuando se verifique que la operación sea convalidada en el sistema informático “Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior” implementado por AFIP y el pago encuadre en alguna de las situaciones previstas en el punto 8 de la mencionada norma;
- d) el pago sea encuadrado por el cliente dentro del monto disponible en cada año calendario, hasta el equivalente a USD 50.000 (cincuenta mil dólares estadounidenses), 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.

La posibilidad de utilizar este límite anual estará sujeta a su convalidación por parte del sistema de "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior"

Las entidades deberán verificar los requisitos previstos para cada tipo de pago de importaciones, incluyendo aquellos contemplados en el punto 3.16. del Régimen Cambiario, con excepción de aquellos que refieran a lo previsto en los puntos 10.11. y 10.14. y el punto 2.1. de la Comunicación

A 7532.

Respecto al sistema SIMI, la Comunicación A 7622 expresa que el acceso al mercado de cambios para pagar importaciones de bienes por operaciones asociadas en este sistema realizada durante su vigencia u operaciones para las cuales no se requiera la presentación de una declaración SIRA, se continuará rigiendo por las disposiciones vigentes.

La Comunicación A 7622 también dispone que el acceso a las entidades financieras para cancelar obligaciones derivadas de cartas de crédito o letras avaladas emitidas u otorgadas a partir del 17 de octubre de 2022, en el marco de un importación en la que sea requisito contar con una declaración SIRA estará condicionado a que la entidad cuente con documentación que demuestre, al momento de la apertura o emisión por parte de la entidad, que se cumplía con las condiciones detalladas en el punto 4 de la norma.

Finalmente, el punto 9 de la Comunicación A 7622 establece diversas situaciones que permitirán el acceso al mercado de cambios con anterioridad al plazo de pago autorizado en la declaración SIRA:

- (i) acceso con fondos originados en una financiación de importaciones de bienes otorgada por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito del exterior. Siempre que el vencimiento de la financiación sea igual o posterior a la fecha estimada de arribo de los bienes al país más el plazo previsto en la declaración SIRA más 15 (quince) días corridos;
- (ii) acceso para realizar un pago diferido para cancelar una deuda comercial por la importación de bienes con una entidad financiera del exterior y la fecha de vencimiento de la deuda sea igual o posterior a la fecha estimada de arribo de los bienes al país al momento del otorgamiento de la financiación más el plazo previsto en la declaración SIRA más 15 (quince) días corridos; o
- (iii) el importador cuente con una "Certificación de aumento de las exportaciones de bienes" por el monto por el cual pretende acceder;
- (iv) se trate de pagos de importaciones de bienes realizados por: i) el sector público nacional, ii) todas las organizaciones empresariales, cualquiera sea su forma societaria, en donde el Estado Nacional tenga participación mayoritaria en el capital o en la formación de las decisiones societarias y iii) los fideicomisos constituidos con aportes del sector público nacional;
- (v) acceso en forma simultánea con la liquidación de fondos en concepto de anticipos o prefinanciaciones de exportaciones del exterior o prefinanciaciones de exportaciones otorgadas por entidades financieras locales con fondeo en líneas de crédito del exterior, y en la medida que se cumplan las condiciones previstas en los puntos 9.5.1., 9.5.2., y 9.5.3. de la norma, conforme fuera modificado por Comunicación "A" 7682 del BCRA;
- (vi) se trate de un pago con registro aduanero pendiente por una operación para la cual la presentación de una declaración en el Sistema de Importaciones de la República Argentina (SIRA) o el Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI) no sea un requisito para el registro de ingreso aduanero de los bienes, en la medida que esos bienes queden comprendidos en las situaciones previstas en el punto 8. de la Comunicación "A" 7622 y se verifiquen las condiciones previstas en cada caso; o

- (vii) Se trate de un pago de bienes enmarcados en el Régimen de Importaciones para Insumos Destinados a Investigaciones Científico-Tecnológicas de la Ley 25.613 que se concreta antes de la fecha mínima de acceso requerida; en la medida que el cliente cuente con el certificado del Registro de Organismos y Entidades Científicas y Tecnológicas (ROECyT) emitido por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación de la Nación para esos bienes.

Mediante comunicación "A" 7686, el BCRA estableció que con vigencia a partir del 2 de febrero de 2023, en la medida que la operación de importación de bienes se encuentre asociada a una declaración en el Sistema de importaciones de la República Argentina (SIRA) en estado "SALIDA", las posiciones arancelarias detalladas en dicha comunicación quedarán excluidas del listado previsto en el punto 10.10.1. de las normas de "Exterior y cambios".

Pago de servicios prestados por no residentes

En virtud del punto 3.2 del Régimen Cambiario las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para cursar pagos de servicios prestados por no residentes en la medida que cuenten con documentación que permita avalar la existencia del servicio.

En el caso de deudas comerciales por servicios se podrá acceder a partir de la fecha de vencimiento, en la medida que se verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos". Se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para precancelar deudas por servicios.

Se requerirá de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para precancelar deudas por servicios. Asimismo, para cursar pagos de servicios a contrapartes vinculadas del exterior será necesaria la conformidad previa del BCRA, salvo para algunas excepciones contempladas en la normativa.

Adicionalmente a lo destacado en los párrafos anteriores, el BCRA emitió el 27 de junio de 2022 la Comunicación "A" 7532, la cual, conforme fuera enmendada por la Comunicación "A" 7606 de fecha 15 de septiembre de 2022, incorporó como requisito adicional para las operaciones de clientes alcanzadas por el Sistema Integral de Monitoreo de Pagos al Exterior de Servicios (SIMPES) o propias de la entidad por los conceptos para los cuales se requiere la declaración en dicho sistema para los clientes, que la entidad solo podrá dar acceso al mercado de cambios en la medida que se verifique alguna de las siguientes condiciones:

a) la entidad cuente con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que el monto acumulado, incluyendo el pago que se pretende cursar, de los pagos cursados por el cliente a través del mercado de cambios por los conceptos de servicios alcanzados por la SIMPES, en el año calendario en curso y en el conjunto de las entidades, no supera el monto que surge de considerar los siguientes elementos: i) la parte proporcional, devengada hasta el mes en curso inclusive, del monto total de los pagos cursados por el importador durante el año 2021 por la totalidad de los conceptos comprendidos. En caso de que el último monto resultase inferior a USD 50.000 (cincuenta mil dólares estadounidenses), se adoptará este último monto o el límite anual, aquel que

sea menor. ii) menos el monto pendiente a la fecha por cartas de crédito o letras avaladas emitidas a su nombre por entidades financieras locales por la importación de servicios.

b) el pago quede encuadrado en los mecanismos previstos en los puntos 3.18. y 3.19.

c) el pago corresponda a los conceptos “S08. Prima de seguros” y “S09. Pago de siniestros”.

d) el pago se produzca a partir de los 180 (ciento ochenta) días corridos de la fecha de la prestación efectiva del servicio.

e) el cliente accede en forma simultánea con la liquidación de un nuevo endeudamiento financiero con el exterior con una vida promedio no inferior a los 180 (ciento ochenta) días y como mínimo el 50% del capital tenga vencimiento con posterioridad a la fecha de prestación efectiva del servicio más un plazo de 90 (noventa) días.

f) el cliente accede con fondos originados en una financiación de importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito comercial del exterior con una vida promedio no inferior a los 180 (ciento ochenta) días y como mínimo el 50% del capital de la financiación tenga fecha de vencimiento con posterioridad a la fecha de prestación efectiva del servicio más un plazo de 90 (noventa) días.

Finalmente, cabe destacar que el punto 3 de la Comunicación A 7622 establece que en aquellos casos que para dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos por servicios prestados por no residentes se requiera la presentación de una declaración efectuada a través del SIMPES en estado "APROBADA", las entidades también podrán aceptar la presentación de una declaración efectuada en el Sistema de Importaciones de la República Argentina y Pagos de Servicios al Exterior (“SIRASE”) que revista el mencionado estado.

Endeudamiento financiero con el exterior

Tal y como se ha comentado anteriormente, para que los deudores residentes puedan acceder al mercado de cambios para cancelar el endeudamiento financiero con el exterior desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019, es necesario que el producto del préstamo se haya liquidado a través del mercado de cambios y que la operación haya sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.

Régimen de Plan de Refinanciación Obligatorio

El punto 3.17 del Régimen Cambiario establece que los deudores con vencimientos de capital programado entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023 relativos a (i) endeudamiento financiero externo del sector privado no financiero con un acreedor que no sea una contraparte relacionada con el deudor; (ii) endeudamiento financiero externo por operaciones del deudor y/o (iii) emisiones de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina, denominados en moneda extranjera, de clientes del sector privado o de las propias entidades financieras, debían presentar un plan de refinanciación al BCRA (el "**Plan de Refinanciación**") de acuerdo con los siguientes criterios:

(a) los deudores tuvieron acceso al mercado de cambios en las fechas de vencimiento originales para realizar pagos de importes netos de capital que no superaran el cuarenta por ciento (40%) de los importes de capital adeudados; y

(b) el saldo del capital deberá ser refinanciado, como mínimo, mediante un nuevo endeudamiento externo con una duración promedio de dos años.

Asimismo, además de la refinanciación otorgada por el acreedor original, también se computarán los ingresos provenientes de nuevos endeudamientos financieros con el exterior con otros acreedores, siempre que los ingresos obtenidos de los mismos sean transferidos y liquidados a

través del mercado de cambios. En el caso de emisiones de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera, también se computarán las nuevas emisiones siempre que se cumplan determinadas condiciones.

Las disposiciones mencionadas no se aplicarán a: (i) los endeudamientos con organismos internacionales o agencias asociadas a los mismos o garantizados por ellos; (ii) los endeudamientos concedidos al deudor por organismos oficiales de crédito o garantizados por ellos; y (iii) cuando el importe por el que se solicite el acceso al mercado de cambios para el reembolso del capital de dichos endeudamientos no supere el equivalente a US\$ 2 millones por mes calendario, y (iv) los endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 2020 y cuyos fondos hayan sido depositados y liquidados en el mercado de cambios; (v) los endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 2020 y que constituyan refinanciaciones de vencimientos de capital posteriores a esa fecha, en la medida en que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros establecidos en dicho punto; y (vi) la porción restante de los vencimientos ya refinanciados en la medida en que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros establecidos en dicho punto.

Pago anticipado del capital y los servicios del endeudamiento financiero con el exterior:

- (1) se permitirá el acceso al mercado de cambios hasta 45 días corridos antes de la fecha de vencimiento para el pago de capital y servicios de deudas financieras externas o de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera, si el pago anticipado se realiza en virtud de un proceso de refinanciación de la deuda que cumpla con lo establecido en el punto 3.17 mencionada anteriormente y, adicionalmente, cuando se cumplan todas las condiciones siguientes (a) que el importe de los intereses pagados no supere el importe de los intereses devengados por el endeudamiento refinanciado hasta la fecha de liquidación de la refinanciación, y (b) que el importe acumulado de los vencimientos de capital de la nueva deuda no supere el importe que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda refinanciada;
- (2) se permitirá el acceso al mercado de cambios antes de la fecha de vencimiento para el pago de intereses de deudas financieras extranjeras o de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera, si el pago anticipado se consuma como parte de un proceso de canje de títulos de deuda emitidos por el cliente y se cumplen todas las condiciones siguientes (a) que el importe pagado antes del vencimiento corresponda a los intereses devengados a la fecha de cierre del canje; b) que la vida promedio de los nuevos títulos de deuda sea superior a la vida promedio restante del título canjeado; y c) que el importe acumulado de los vencimientos de capital de los nuevos títulos no supere en ningún momento el importe que hubieran acumulado los vencimientos de capital de los títulos canjeados; y
- (3) respecto de las amortizaciones de capital programadas con vencimientos entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023: (a) el BCRA considerará finalizado el Plan de Refinanciación establecido en el mismo cuando el deudor acceda al mercado de cambios para pagar el capital en un importe superior al 40% del capital que en ese momento vencía, en la medida en que el deudor liquide moneda en el mercado de cambios a partir del 9 de octubre de 2020, en un monto igual o mayor al exceso sobre dicho 40%, por concepto de (i) endeudamiento financiero con el exterior, (ii) emisión de títulos de deuda registrados públicamente en el exterior, (iii) emisión de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera que cumplan con las condiciones establecidas en el punto 3.6.1.3 del Régimen Cambiario, (b) en el caso de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina

o en el exterior, emitidos a partir del 9 de octubre de 2020, con una vida promedio no inferior a dos años, y cuya entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el Plan de Refinanciación propuesto, se consideró cumplido el requisito de liquidación en moneda extranjera a los efectos de que se le permita el acceso al mercado cambiario para el servicio de capital e intereses del mismo, y (c) el deudor cuente con un certificado de incremento de exportaciones emitido de conformidad con el artículo 3.18 del Régimen Cambiario.

En línea con las regulaciones del BCRA, la CNV emitió la Resolución General N° 861 para facilitar la refinanciación de la deuda a través del mercado de capitales. En este sentido, la CNV dispuso que siempre que la emisora pretenda refinanciar deuda a través de una oferta de canje o la integración de nuevas emisiones de títulos de deuda, en ambos casos en canje por o integración con títulos de deuda previamente emitidos por la empresa y colocados en forma privada y/o con créditos preexistentes contra dicha empresa, se considerará cumplido el requisito de colocación a través de oferta pública si la nueva emisión es suscrita de esta manera por los acreedores de la empresa cuyos títulos de deuda sin oferta pública y/o créditos preexistentes representen un porcentaje que no supere el treinta por ciento (30%) del monto total efectivamente colocado, y el porcentaje restante sea suscrito y pagado en efectivo o en especie por el ofrecimiento de títulos de deuda originalmente colocados mediante oferta pública, u otros títulos de deuda de oferta pública que coticen y/o se negocien en mercados autorizados por la CNV, emitidos por la misma sociedad, por personas que estén domiciliadas en Argentina o en países que no estén incluidos en la lista de jurisdicciones no cooperantes a efectos fiscales, enumeradas en el artículo 24 del Anexo del Decreto Nro. 862/2019 o cualquiera que lo reemplace en el futuro. Adicionalmente, la Resolución General N° 861 dispuso la obligatoriedad del cumplimiento de ciertas condiciones para considerar cumplido el requisito de oferta pública.

Repago de la deuda en moneda extranjera entre residentes

Se prohíbe el acceso al mercado de cambios para el repago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, contraídas a partir del 1 de septiembre de 2019.

Sin embargo, establece como excepciones la cancelación a partir de su vencimiento de capital e intereses de:

- Financiación en moneda extranjera concedida por entidades financieras locales (incluidos los pagos por consumo en moneda extranjera a través de tarjetas de crédito).
- Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas a través de registros públicos o escrituras en o antes del 30 de agosto de 2019.
- Las emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 1 de septiembre de 2019, con el objeto de refinanciar obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas a través de registros o escrituras públicas antes del 30 de agosto de 2019, y que supongan un aumento de la vida promedio de las obligaciones.
- El pago, al vencimiento, de los servicios de capital e intereses de las nuevas emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019, con registro público en el país, denominadas y pagaderas en moneda extranjera en el país, en la medida que: (i) estén denominados y suscritos en moneda extranjera, (ii) los respectivos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda

extranjera y (iii) la totalidad de los fondos obtenidos con la emisión se liquiden a través del mercado de cambios.

- Las emisiones realizadas a partir del 9 de octubre de 2020, de títulos de deuda con registro público en el país, denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida en que 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 del Régimen Cambiario.
- Las emisiones realizadas a partir del 7 de enero de 2021 de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida en que hayan sido entregados a acreedores para refinanciar deudas preexistentes con extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto del capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida en que los nuevos títulos de deuda no venzan antes de 2023, el importe equivalente a los intereses que se devengarían hasta el 31 de diciembre de 2022 sobre el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o sobre los intereses que se devengarían sobre las cantidades así refinanciadas.

Pagos de capital en virtud de deudas con contrapartes vinculadas hasta el 31 de diciembre de 2023

Se requiere la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para realizar pagos al exterior de capital de deudas financieras cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor. Este requisito es aplicable hasta el 31 de diciembre de 2023, de acuerdo con el punto 3.5.7 del Régimen Cambiario. Asimismo, las deudas comprendidas en este punto continuarán sujetas a la conformidad previa aún en el caso de que fuesen adquiridas por otro acreedor no vinculado con el deudor residente.

La conformidad previa del BCRA no será requerida cuando se trate de operaciones propias de las instituciones financieras locales. Asimismo, la mencionada conformidad tampoco resultará de aplicación cuando el cliente cuente con una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.18. por el equivalente del monto de capital que se abona.

El punto 3.5.4 del Régimen Cambiario establece que, en tanto continúe vigente el requisito de obtener conformidad previa para acceder al mercado cambiario para pagar, al vencimiento, el capital de endeudamiento financiero externo del sector privado no financiero cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor, dicho requisito no será aplicable si los fondos han sido ingresados y liquidados a través del mercado cambiario a partir del 2 de octubre de 2020 y la vida promedio del endeudamiento no es menor a dos años.

Acceso al mercado de cambios para el pago de nuevas emisiones de títulos de deuda

Acceso al mercado de cambios para el pago del capital y los servicios de los títulos de deuda denominados y registrados públicamente en el exterior cuando el deudor haya liquidado a través del mercado de cambios un importe equivalente al valor nominal del endeudamiento en el exterior.

Se considerará cumplido el citado requisito para la porción de títulos de deuda registrados públicamente en el exterior emitidos a partir del 7 de enero de 2021, destinados a refinanciar deuda

preexistente mediante la ampliación de su vida promedio, por un importe equivalente al capital refinanciado, y siempre que los nuevos títulos no tengan un calendario de vencimientos del capital dentro de 2 años, por los intereses devengados hasta la fecha de la refinanciación y, los intereses que se devengarían durante los dos primeros años por el endeudamiento refinanciado y/o por el aplazamiento del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían por las cantidades refinanciadas.

Títulos debidamente registrados que están denominados y son pagaderos en moneda extranjera en Argentina

De acuerdo con el punto 2.5 del Régimen Cambiario, los emisores de deuda residentes tendrán acceso al mercado cambiario para el pago al vencimiento del capital y los intereses de las emisiones de títulos de deuda debidamente registradas que estén denominadas y sean pagaderas en moneda extranjera en Argentina, en la medida en que (i) estén totalmente suscritas en moneda extranjera, y (ii) siempre que el producto de la emisión se liquide previamente a través del mercado cambiario. No obstante, no se exigirá la liquidación del producto de la emisión como condición para el futuro acceso al mercado de cambios, siempre que se cumplan determinadas condiciones (es decir, que el producto se deposite en cuentas bancarias locales denominadas en moneda extranjera dentro del plazo establecido para la liquidación del producto, y que el producto se aplique simultáneamente a operaciones para las cuales el acceso al mercado de cambios sería autorizado, y que el mecanismo sea neutral desde el punto de vista fiscal, entre otras).

Acceso de los no residentes al mercado de cambios

De acuerdo con el punto 3.13 del Régimen Cambiario, se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de los no residentes para la compra de moneda extranjera, con excepción de las siguientes operaciones (a) organismos e instituciones internacionales que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación, (b) representaciones diplomáticas y personal consular y diplomático acreditado en el país para las transferencias que realicen en el ejercicio de sus funciones, (c) representantes de tribunales, autoridades u oficinas, misiones especiales, comisiones u organismos bilaterales establecidos por Tratados o Acuerdos Internacionales, en los que la República Argentina sea parte, en la medida que las transferencias se realicen en el ejercicio de sus funciones, (d) transferencias al exterior a nombre de personas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones pagadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social (“ANSES”), por hasta el monto pagado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se realice a una cuenta bancaria de propiedad del beneficiario en su país de residencia registrado, (e) compra de moneda extranjera (en efectivo) por parte de personas no residentes para gastos de turismo y viajes, hasta un monto máximo de US\$ 100, en la medida que la entidad financiera pueda verificar en el sistema online implementado por el BCRA que el cliente ha liquidado un monto igual o superior a la suma a comprar dentro de los 90 días anteriores a la operación; (f) las transferencias a cuentas bancarias *offshore* de personas que sean beneficiarias de pensiones otorgadas por el Estado Nacional de acuerdo con las Leyes Nros. 24.043, 24.411, 25.914 y complementarias; y (g) repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controladoras de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado a través del mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020 y la repatriación tenga lugar al menos dos años después de su ingreso.

Acceso al mercado de cambios para fines de ahorro o inversión de los particulares

De acuerdo con el punto 3.8 del Régimen Cambiario, los residentes argentinos pueden acceder al mercado de cambios con fines de formación de activos en el exterior, asistencia familiar u operaciones con derivados (con algunas excepciones expresamente establecidas) por hasta US\$ 200 (a través de débitos en cuentas bancarias locales) o US\$ 100 (en efectivo) por persona por mes a través de todas las entidades de cambio autorizadas. Si el acceso implica una transferencia de los fondos al exterior, la cuenta de destino debe ser una cuenta de propiedad de la misma persona.

En todos los casos, se aplican los requisitos generales detallados en el punto "Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de cambios - Requisitos generales".

Las compras en pesos realizadas en el exterior con tarjeta de débito y los montos en moneda extranjera adquiridos por personas humanas en el Mercado de Cambios a partir del 1 de septiembre de 2020, para el pago de obligaciones entre residentes en el marco del punto 3.6 del Régimen Cambiario, incluyendo los pagos por compras con tarjeta de crédito en moneda extranjera, se deducirán, a partir del mes calendario siguiente, del cupo mensual de US\$ 200. Si el importe de dichas compras supera la cuota disponible para el mes siguiente o dicha cuota ya ha sido absorbida por otras compras realizadas desde el 1 de septiembre de 2020, dicha deducción se realizará de las cuotas de los meses siguientes hasta completar el importe de dichas compras.

La entidad correspondiente verificará en el sistema en línea implementado por el BCRA si la persona no ha alcanzado los límites fijados para el mes calendario correspondiente o no los ha superado en el mes calendario anterior y, por lo tanto, está habilitada para realizar la operación de cambio, y solicitará al cliente que presente una declaración jurada en la que conste que dicha persona no es beneficiaria de ningún "Créditos a tasa cero" contemplado en el artículo 9 del Decreto Nro. 332/2020 y sus modificatorias, "Créditos a tasa subsidiada para empresas " y/o "Créditos a tasa cero cultura".

Adicionalmente, se destaca que mediante la Comunicación "A" 7606 el BCRA estableció que las personas usuarias de los servicios públicos que solicitaron y obtuvieron el subsidio en las tarifas derivadas del suministro de gas natural por red y/o energía eléctrica, como así también aquellas que lo hubieran obtenido de manera automática, y las que mantengan el subsidio en las tarifas de agua potable, no podrán mientras mantengan el mencionado beneficio: (i) acceder al mercado de cambios para realizar compras de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, en los términos del punto 3.8. de las normas sobre "Exterior y cambios"; ni (ii) realizar las operaciones enunciadas en el punto 4.3.2. de las normas de "Exterior y cambios".

Finalmente, a través de la comunicación "A" 7609 el BCRA estableció, con vigencia a partir del 20.09.22, que los clientes residentes en el país dedicados a la actividad agrícola que vendan mercaderías en el marco del Decreto 576/2022 a quien realice su exportación en forma directa o como resultante de un proceso productivo realizado en el no podrán: (i) acceder al mercado de cambios para realizar compras de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, en los términos del punto 3.8. de las normas sobre "Exterior y cambios"; ni (ii) realizar las operaciones enunciadas en el punto 4.3.2. de las normas de "Exterior y cambios". Estas últimas disposiciones no resultan aplicables a las personas humanas.

Acceso al mercado de cambios por parte de otros residentes -excluidas las entidades- para la formación de activos extranjeros y para las operaciones de derivados

De acuerdo con el punto 3.10 del Régimen Cambiario, el acceso al mercado de cambios para la constitución de activos extranjeros y para las operaciones de derivados por parte de gobiernos locales, fondos de inversión, otras universalidades establecidas en Argentina, requiere la autorización previa del BCRA.

Acceso al mercado de cambios por parte de los fideicomisos de garantía para el pago de capital e intereses

De acuerdo con el punto 3.7 del Régimen Cambiario, los fideicomisos de garantía argentinos creados para garantizar los pagos de capital e intereses de los deudores residentes pueden acceder al mercado de cambios para realizar dichos pagos a su vencimiento programado, en la medida en que, de acuerdo con la normativa vigente aplicable, el deudor hubiera tenido acceso al mercado de cambios para realizar dichos pagos directamente. Asimismo, bajo ciertas condiciones, un fiduciario puede acceder al mercado de cambios para garantizar determinados pagos de capital e intereses de la deuda financiera en el exterior y anticipar el acceso al mismo.

Operaciones con derivados

El punto 3.12 del Régimen Cambiario exige que, a partir del 11 de septiembre de 2019, la liquidación de las operaciones de futuros en mercados regulados, “forwards”, opciones y cualquier otro tipo de derivados celebrados en el país, se realice en moneda nacional (pesos).

Asimismo, se permitirá el acceso al mercado de cambios para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, según corresponda, en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, siempre que dichas garantías no cubran riesgos superiores a los pasivos externos contraídos por el deudor a la tasa de interés del riesgo que se está cubriendo a través de dicha operación. El cliente que acceda al mercado local mediante este mecanismo deberá designar una institución autorizada para operar en el mercado de cambios que hará el seguimiento de la operación y presentará una declaración jurada comprometiéndose a repatriar y liquidar los fondos que le correspondan como consecuencia de dicha operación o como consecuencia de la liberación del dinero de la garantía, dentro de los 5 días hábiles siguientes a la fecha en que se produzca dicho pago o liberación.

Pago de utilidades y dividendos

Conforme a el punto 3.4 del Régimen Cambiario, el acceso al mercado de cambios para el giro de divisas al exterior en concepto de pago de dividendos y utilidades a accionistas no residentes está sujeto a la conformidad previa del BCRA, salvo que se cumplan los siguientes requisitos:

- i. Los dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.
- ii. El monto total abonado a los accionistas no residentes no deberá superar el monto en pesos que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas.
- iii. De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos por las operaciones involucradas.
- iv. La empresa encuadra dentro de alguna de las siguientes situaciones y cumple todas las condiciones estipuladas en cada caso:
 - (a) Registra aportes de inversión directa liquidados a partir del 17 de enero de 2020. En cuyo caso, (i) el monto total de transferencias que se cursen en el mercado de

cambios para el pago de dividendos a accionistas no residentes no podrá superar el 30% del valor total de los aportes de capital realizados en la empresa local correspondiente que hayan entrado y se hayan liquidado a través del mercado de cambios a partir del 17 de enero de 2020: (ii) el acceso sólo se concederá una vez transcurrido un plazo no inferior a treinta días corridos a partir de la fecha de liquidación del último aporte de capital que se tenga en cuenta para determinar el mencionado tope del 30% del capital; y (iii) se deberá acreditar la capitalización definitiva de los aportes de capital o, en su defecto, se deberá acreditar la presentación del trámite de inscripción del aporte de capital ante el Registro Público. En este caso, la acreditación de la capitalización definitiva deberá realizarse dentro de los 365 días corridos siguientes a la fecha de la presentación inicial ante el Registro Público.

- (b) Utilidades generadas en proyectos enmarcados en el Plan GasAr. En este caso, (i) las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el Plan GasAr establecido en el artículo 2 del Decreto N° 892/20; (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; y (iii) el cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.
- (c) Cuenta con una certificación de aumento de exportaciones de bienes. En este caso, el cliente debe disponer de una certificación de aumento de exportaciones de bienes.

Los casos que no cumplan con las condiciones anteriores requerirán la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera para la distribución de utilidades y dividendos.

Otras disposiciones específicas

Operaciones de canje, arbitraje y títulos valores

Las entidades financieras pueden realizar operaciones de canje de divisas y arbitraje con sus clientes en los siguientes casos:

- i. un individuo transfiere fondos de sus cuentas locales (que ya están en moneda extranjera) a sus propias cuentas bancarias fuera de Argentina.
- ii. la transferencia de divisas al exterior por parte de los depositarios comunes locales de valores negociables en relación con los ingresos recibidos en moneda extranjera a cuenta de los servicios de capital e intereses de los bonos del Tesoro argentino, cuando dicha operación forme parte del procedimiento de pago a solicitud de los depositarios comunes extranjeros;
- iii. las transferencias de divisas al exterior realizadas por personas físicas desde sus cuentas locales denominadas en moneda extranjera a cuentas de recaudación *offshore* hasta un monto equivalente a US\$ 500 en cualquier mes, siempre que la persona física presente una declaración jurada en la que conste que la transferencia se realiza para colaborar con la manutención de los residentes argentinos que se vieron obligados a permanecer en el

exterior en cumplimiento de las medidas adoptadas en respuesta a la pandemia del COVID-19;

- iv. Las operaciones de arbitraje no originadas en transferencias desde el exterior podrán realizarse sin ninguna restricción, en la medida que los fondos sean debitados de una cuenta en moneda extranjera que el cliente posea en una institución financiera local. En la medida en que los fondos no sean debitados de una cuenta en moneda extranjera mantenida por el cliente, estas operaciones podrán ser realizadas por personas físicas, sin la conformidad previa del BCRA, hasta el monto permitido para el uso de efectivo en los puntos 3.8. y 3.13 del Régimen Cambiario;
- v. Las operaciones de canje y arbitraje realizadas por personas físicas no residentes podrán realizarse sin restricciones en la medida en que los fondos se acrediten en una caja de ahorro para turistas de acuerdo con la normativa de depósitos de ahorro, cuenta sueldo y especiales;
- vi. todas las demás operaciones de canje y de arbitraje pueden ser realizadas por los clientes sin la conformidad previa del BCRA en la medida en que estarían permitidas sin necesidad de dicha conformidad de acuerdo con otras regulaciones cambiarias. Esto también se aplica a los depositarios comunes locales de valores con respecto a los ingresos recibidos en moneda extranjera como pagos de capital e intereses de valores en moneda extranjera pagados en Argentina.

Si la transferencia se realiza en la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la institución financiera abonará o cargará el mismo importe que el recibido o enviado del extranjero. Cuando la institución financiera cobre una comisión o tarifa por estas operaciones, se instrumentará en una partida específicamente designada.

Operaciones con títulos valores

De acuerdo con la Resolución General N° 895/2021 de la CNV, se podrán realizar ventas de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera, siempre que se respete un plazo mínimo de tenencia de 2 días hábiles a partir de la fecha de su acreditación en el agente depositario. Con respecto a las ventas de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local, el período mínimo de tenencia será de 1 día hábil a partir de la fecha de su acreditación en el agente depositario. Estos plazos mínimos de tenencia no serán aplicables en el caso de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera.

Sin perjuicio de esto, el 10 de abril de 2023, la CNV emitió la Resolución General 957/2022 mediante la cual modifica a la R.G 895/2021, en cuanto dispone que para dar curso a operaciones de venta de Valores Negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera, deben observarse los siguientes plazos mínimos de tenencia de dichos Valores Negociables en cartera:

- (i) 1 día hábil en el caso de Valores Negociables emitidos bajo ley argentina, y
- (ii) 3 días hábiles en el caso de Valores Negociables emitidos bajo ley extranjera.

Ambos plazos contados a partir de su acreditación en el Agente Depositario Central de Valores Negociables.

Asimismo, las transferencias de valores negociables a depositarios extranjeros adquiridos con pesos argentinos deberán cumplir con un período mínimo de tenencia de 2 días hábiles contados a partir de la fecha de depósito de dichos valores negociables, salvo que dicha acreditación resulte de una colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o se refiera a acciones y/o certificados de depósito argentinos (CEDEAR) negociados en mercados regulados por la CNV. Los intermediarios y agentes de negociación deberán verificar el cumplimiento del mencionado plazo mínimo de tenencia de los valores negociables.

Además, (i) los beneficiarios de las refinanciaciones previstas en el punto 1.1.1. de las normas sobre servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria prevista en el Decreto No. 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su total cancelación; (ii) los beneficiarios de "Créditos a Tasa Cero", "Créditos a Tasa Cero 2021", "Créditos a Tasa Cero Cultura" o "Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas", previstos en los puntos 1.1.2. y 1.1.3. de las normas sobre "Servicios Financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto No. 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su total cancelación; (iii) los beneficiarios de la financiación en pesos en el marco del Apartado 2 de la Comunicación "A" 6.937, Apartados 2 y 3 de la Comunicación "A" 7.006, complementada; hasta su total cancelación; (iv) los beneficiarios del artículo 2 del Decreto 319/2020 y normas complementarias y reglamentarias, mientras dure el beneficio respecto de la actualización del valor de la cuota; y (v) las personas comprendidas en la Resolución Conjunta de la Presidenta del Honorable Senado de la Nación y del Presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación Nro. 12/2020 del 1 de octubre de 2020; estarán impedidos de vender valores negociables emitidos por residentes para ser liquidados en moneda extranjera en la Argentina o transferir dichos valores negociables a depositarios del exterior o canjear valores negociables, emitidos por residentes, por activos del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos de valores negociables emitidos por no residentes.

Mediante las Resoluciones 907 y 911 de 2021, la CNV estableció un límite para la concertación de operaciones, en el segmento de concurrencia de ofertas con PPT, de compraventa de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por la República Argentina bajo Ley Local. Además, se estableció como requisito previo para concertar operaciones con valores negociables con liquidación en moneda extranjera que no se hayan 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. Sin embargo, estas dos resoluciones fueron derogadas el 4 de marzo de 2022, mediante la Resolución General N° 923 de la CNV.

Disposiciones especiales para las financiaciones del Plan GasAr

El punto 3.5.5 establece que en la medida en que el requisito de conformidad previa del BCRA esté en vigor para el acceso al mercado de cambios para la cancelación al vencimiento de capital e intereses de la deuda financiera en el extranjero, este requisito no se aplicará en la medida en que se cumplan todas las siguientes condiciones:

- i. el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el "Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024" establecido en el artículo 2° del Decreto N° 892/20;

- ii. los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16.11.2020; y
- iii. el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años.

El punto 3.13.2 establece que las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios sin la conformidad previa del BCRA, para la repatriación de inversiones directas realizadas por no residentes hasta el monto de los aportes de inversiones directas liquidadas en el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020 siempre que se cumplan todas las condiciones siguientes:

- i. la entidad dispone de documentación que acredita la entrada efectiva de la inversión directa en la empresa residente;
- ii. el acceso se produce no antes de dos años a partir de la fecha de liquidación en el mercado de cambios de la operación que cumple los requisitos para ser incluida en este punto;
- iii. en el caso de reducción de capital y/o devolución de aportes irrevocables efectuados por la empresa local, la institución cuenta con la documentación que acredite el cumplimiento de los mecanismos legales pertinentes y haya verificado que el pasivo externo en pesos generado a partir de la fecha de no aceptación del aporte irrevocable o de la reducción de capital, según corresponda, haya sido declarado en la última presentación debida bajo el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.

En todos los casos, la institución deberá contar con la documentación que le permita verificar la autenticidad de la operación a tramitar, que los fondos fueron utilizados para financiar proyectos comprendidos en el ámbito de dicho plan y el cumplimiento de los demás requisitos establecidos en el Régimen Cambiario.

Disposiciones especiales para el Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones establecido por el Decreto N° 234/21

El 7 de abril de 2021, el gobierno emitió el Decreto N° 234/2021 que establece un nuevo Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones (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 abarca inversiones destinadas a nuevos proyectos productivos en, entre otras, actividades forestales, mineras, hidrocarburíferas, manufactureras y agroindustriales, así como la ampliación de unidades de negocio existentes, que requieran inversiones para aumentar su producción. Los beneficios del Régimen de Fomento no aplican a commodities como el trigo, el maíz, la soja y el 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:

- i. Pueden presentarse tanto personas jurídicas como físicas, residentes o no residentes;
- ii. Presentación de un "Proyecto de Inversión para la Exportación" consistente en una inversión directa mínima de cien millones de dólares americanos (US\$ 100.000.000);

- iii. Cumplir con los términos y condiciones de los proyectos presentados y aprobados por los reguladores.
- iv. 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 en el Régimen de Fomento de las Exportaciones podrán aplicar hasta el 20% de los ingresos en divisas obtenidos por las exportaciones relacionadas con el proyecto a (i) el pago de capital e intereses de deudas financieras o comerciales con el exterior, (ii) el pago de dividendos y (iii) la repatriación de inversiones directas de no residentes. No obstante, este beneficio no podrá superar un máximo anual equivalente al 25% del importe bruto de las divisas liquidadas por dicho beneficiario a través del mercado de cambios para financiar el desarrollo del proyecto. Para estimar el importe bruto de divisas liquidadas por el beneficiario en el mercado de cambios para financiar el proyecto, no se tendrán en cuenta los flujos de divisas procedentes de las exportaciones.

En aquellos casos en los que los proyectos incluidos en el Régimen contemplen inversiones superiores a US\$ 500.000.000, los beneficiarios podrán optar por acceder a un beneficio ampliado por cada año en el que no se haya utilizado el beneficio previsto anteriormente.

En el caso de los proyectos que supongan inversiones entre US\$ 500.000.000.000 y US\$ 1.000.000.000, por cada año en el que no se haya utilizado el beneficio, podrán disfrutar, durante 2 años consecutivos, de una cantidad de aplicación libre equivalente al doble del porcentaje previsto anteriormente.

El cálculo del beneficio se hará sobre las divisas obtenidas por las exportaciones relacionadas con el proyecto durante el año en que se utilice el beneficio ampliado.

El importe del beneficio de libre aplicación no podrá superar un máximo anual equivalente al 40% del importe bruto de las divisas efectivamente ingresadas por el beneficiario en el mercado de cambios para financiar el desarrollo del proyecto, en el momento de hacer uso del mismo.

Los beneficios del Régimen de Fomento a las Exportaciones cesarán (i) al vencimiento del plazo de utilización, (ii) en determinados casos, cuando el beneficiario deje de tener capacidad para realizar la actividad motivo del proyecto de inversión, según lo establecido en el régimen aplicable, o (iii) si el beneficiario incumple sus obligaciones en el Régimen de Fomento a las Exportaciones sin justificación.

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

Con fecha 28 de mayo de 2022 se aprobó mediante Decreto 277/2022 el Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Hidrocarburos con el objetivo de fomentar la producción en el sector de hidrocarburos, generando incentivos mediante el otorgamiento de

canales de acceso a divisas sin sujeción a autorización previa del BCRA.

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

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

- a) Se adhieran al RADPIP (podrán presentarse o asociarse con terceros debidamente registrados);
- b) Obtengan producción incremental de petróleo crudo;
- c) Cumplan con el régimen de Promoción del Empleo, el Trabajo, y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera; y
- d) En caso de ser beneficiarios del mismo, cumplan con las obligaciones previstas en el Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino (Decreto N° 892/20).

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

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

- a) Producción Incremental Anual: diferencia entre la producción efectiva de los últimos 12 meses y la Línea Base
- b) Producción Incremental Trimestral: la cuarta parte (1/4) de la Producción Incremental Anual.

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

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

Acceso al mercado de cambios: Se tendrá acceso al mercado de cambios por un monto equivalente a su VPIB (valuado en base a cotización “ICE Brent primera línea” de los últimos 12 meses neto

de derechos de exportación pero incorporando primas/descuentos por calidad del crudo), para los siguientes destinos*:

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

*neto de derechos de exportación, incorporando primas o descuentos de la calidad del crudo, según se reglamente.

Por su parte, la Comunicación "A" 7626 (complementaria al Decreto 277/22 y al Decreto reglamentario 484/22), establece que el cliente que cuente con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural" podrá acceder al mercado de cambios por hasta el monto de la certificación para realizar:

- a) Pagos de capital de deudas comerciales por la importación de bienes.
- b) Pagos de capital de deudas comerciales por la importación de servicios.
- c) Pagos de utilidades y dividendos a accionistas no residentes en la medida que se verifiquen los requisitos previstos en los puntos 3.4.1. a 3.4.3.
- d) Pagos de capital de endeudamientos financieros con el exterior cuyo acreedor sea una contraparte vinculada al deudor.
- e) Pagos de capital de deudas financieras en moneda extranjera en el marco de refinanciación de vencimientos de capital de pasivos, hasta el 31/12/23.
- f) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales.

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

Asimismo, en virtud de lo dispuesto por la Comunicación "A" 7626, los beneficiarios deberán nominar una única entidad financiera local que será la responsable de emitir las "certificaciones por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto 277/22)" y remitirlas a las entidades por las cuales el cliente desee acceder al mercado de cambios.

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

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

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

- a) Se adhieran al RADPIGN (podrán presentarse o asociarse con terceros debidamente registrados);
- b) Sean adjudicatarios en cumplimiento de volúmenes de inyección de gas natural base sobre 365 días al año, en las subastas o concursos de precios del Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino (Decreto N° 892/20);
- c) Obtengan niveles de inyección incremental respecto de la línea base de inyección; y
- d) Cumplan con el régimen de Promoción del Empleo, el Trabajo, y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera.

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

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

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

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

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

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

A su vez, la Comunicación “A” 7626 (complementaria al Decreto 277/22) regula los requisitos aplicables para el acceso al mercado de cambios de aquellos clientes que cuenten con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural. Véase más arriba en “Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo (RADPIP)”, “Acceso al mercado de cambios”.

Transferencia de Beneficio: se podrán transferir los beneficios a proveedores directos del beneficiario (sujeto a reglamentación).

Régimen de Promoción del Empleo, el Trabajo, y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera (RPEPNIH)

Para acceder y mantener los beneficios del RADPIP y del RADPIGN, los beneficiarios deberán cumplir simultáneamente con los requisitos específicos de cada régimen al que adhieran, el principio de utilización plena y sucesiva, regional y nacional, de las facilidades en materia de empleo y contratación de trabajadores y trabajadoras, y provisión directa de servicios por parte de PyMEs y empresas regionales y, a su vez:

- a) Deberán someter al Ministerio de Desarrollo Productivo y a la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía aprobación sus Planes de Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales.
- b) Deberán cumplir con un esquema en el cual se les otorgará la posibilidad de refichaje o igualación de la mejor oferta, con prioridad a las ofertas de provisión de bienes y/o servicios de origen regional y nacional, cuando el precio de las ofertas de origen nacional sea igual o inferior a las que no sean de origen nacional, incrementados en un 10% cuando las ofertas nacionales se traten de un Proveedor Regional, y en un 5% cuando se traten de un Proveedor Nacional extrarregional.

Regímenes informativos del BCRA

El 28 de diciembre de 2017, el BCRA reemplazó los regímenes de información establecidos en las Comunicaciones "A" 3.602 y "A" 4.237 por la Comunicación "A" 6.401 (y la Comunicación "A" 6.795 complementaria), un régimen unificado aplicable a partir del 31 de diciembre de 2017 (el "Régimen de Información de Activos y Pasivos Externos"). En virtud de dicho régimen, los residentes argentinos (tanto personas jurídicas como físicas) que tengan deudas con el exterior (tanto financieras como de otro tipo) pendientes de pago o que hayan sido canceladas dentro de un trimestre determinado, deben informar trimestralmente al BCRA sus tenencias en el exterior de acciones y otras participaciones de capital, títulos de deuda no negociables y negociables, derivados financieros e inmuebles. Si su saldo de activos y pasivos en el extranjero es igual o superior a 50 millones de dólares al final del año, también deben realizar una presentación anual. En todos los casos, estos informes se califican como "declaraciones juradas" a efectos de control de cambios.

El acceso al mercado de cambios para el reembolso del endeudamiento financiero exterior y otras operaciones está condicionado al cumplimiento por parte del deudor Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. Véase más arriba "Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de cambios - Endeudamiento financiero con el exterior".

Anticipo de operaciones cambiarias

Las entidades autorizadas a operar con divisas deberán suministrar al BCRA, al final de cada día hábil y con dos días hábiles de anticipación, información sobre las operaciones de salida a través del mercado de cambios por montos diarios iguales o superiores al equivalente a US\$ 10.000. Los clientes deberán informar a las entidades financieras con la suficiente antelación para que puedan cumplir con los requisitos de este régimen de información y, en consecuencia, en la medida en que se cumplan simultáneamente otros requisitos establecidos en la normativa cambiaria, podrán procesar las operaciones de cambio.

Régimen Penal del Mercado de Cambios

El Régimen Cambiario establece que las operaciones que no cumplan con las normas cambiarias establecidas por el Régimen Cambiario estarán sujetas al Régimen Penal Cambiario argentino.

Para mayor información sobre las restricciones y regulaciones de control de cambios vigentes, deberá asesorarse con sus asesores legales y leer las normas aplicables mencionadas en este documento, así como sus modificaciones y regulaciones complementarias, que se encuentran

disponibles en el sitio web: <http://www.infoleg.gob.ar/>, o en el sitio web del BCRA: <http://www.bcra.gob.ar>, según corresponda. La información contenida en estos sitios web no forma parte del presente informe anual ni se considera incorporada al mismo. Véase “Información sobre la emisora -Factores de riesgo - Riesgos relacionados con Argentina - Podemos estar expuestos a fluctuaciones de los tipos de cambio ”.

Régimen de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo

El término “lavado de activos” se utiliza para referirse a transacciones que tienen la intención de introducir fondos provenientes de la comisión de un delito en el sistema financiero legal y así darles una apariencia legítima.

La Ley N° 25.246 (la “Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo”), que creó a nivel nacional el régimen de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo (“PLA/FT”), tipificando el delito de lavado de activos, creando y designando a la Unidad de Información Financiera (la “UIF”) como autoridad de aplicación del régimen, y estableciendo la obligación legal para diversas entidades del sector público y privado a brindar información y cooperar con esta última.

La UIF es un organismo descentralizado que funciona con autonomía y autarquía financiera en jurisdicción del Ministerio de Economía, y tiene como misión prevenir e impedir el delito de lavado de activos y el financiamiento del terrorismo.

A continuación, se enumeran ciertas disposiciones relativas al régimen de PLA/FT establecido por la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo y sus disposiciones modificatorias y complementarias, incluyendo las normas dictadas por la UIF y la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”). Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores jurídicos y leer la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo y sus normas complementarias.

Delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo

a) Lavado de activos

El Código Penal (el “CP”) tipifica en su art. 303 el delito de lavado de activos, estableciendo que éste se configura cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un acto ilícito, con la consecuencia posible de que el origen de los bienes originarios o los subrogantes adquieran la apariencia de un origen lícito, sea en un sólo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El art. 303 del CP establece las siguientes penas:

- Si el monto de la operación supera los \$300.000, pena de prisión de tres (3) a diez (10) años y multas de dos a diez veces el monto de la operación. Dicha pena se incrementará en un tercio del máximo y en la mitad del mínimo, cuando: (a) la persona realizare el hecho con habitualidad o como miembro de una asociación

o banda formada para la comisión continuada de hechos de esta naturaleza; (b) la persona sea un funcionario público que hubiera cometido el hecho en ejercicio u ocasión de sus funciones. En este caso, sufrirá además pena de inhabilitación especial de tres a diez años. La misma pena sufrirá el que hubiere actuado en ejercicio de una profesión u oficio que requiriera habilitación especial.

- Quien recibiere dinero u otros bienes provenientes de un ilícito penal con el fin de hacerlos aplicar en una operación de las descritas precedentemente, que les dé la apariencia posible de un origen lícito, será reprimido con la pena de prisión de seis (6) meses a tres (3) años;
- Si el valor de los bienes no excediese la suma de \$300.000, la pena será de prisión por el plazo de seis meses a tres años.

b) Sanciones para personas jurídicas

Asimismo, el CP prevé en su art. 304 que cuando los hechos delictivos hubieren sido realizados en nombre, o con la intervención, o en beneficio de una persona de existencia ideal, se impondrán a la entidad las siguientes sanciones conjunta o alternativamente:

- multa de dos (2) a diez (10) veces el valor de los bienes objeto del delito;
- suspensión total o parcial de actividades, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;
- suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad vinculada con el Estado, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;
- cancelación de la personería cuando hubiese sido creada al solo efecto de la comisión del delito, o esos actos constituyan la principal actividad de la entidad;
- pérdida o suspensión de los beneficios estatales que tuviere;
- publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica.

Para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, la extensión del daño causado, el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica. Cuando fuere indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular, no serán aplicables las sanciones suspensión de actividades ni de cancelación de la personería.

c) Financiamiento del terrorismo

Asimismo, el artículo 306 del CP tipifica el delito de financiamiento del terrorismo. Comete este delito cualquier persona que directa o indirectamente recolectare o proveyere bienes o dinero, con la intención de que se utilicen, o a sabiendas de que serán utilizados, en todo o en parte:

- Para financiar la comisión de un delito con la finalidad establecida en el artículo 41 quinques del CP (actos cometidos con la finalidad de aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo);
- Por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinques del CP;

- Por un individuo que cometa, intente cometer o participe de cualquier modo en la comisión de delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP.

La pena prevista es prisión de cinco (5) a quince (15) años y multa de dos a diez veces el monto de la operación. Asimismo, serán de aplicación las mismas sanciones para personas de existencia ideal descriptas para el delito de lavado de activos.

Sujetos Obligados a informar y colaborar con la UIF

La Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo, en línea con los estándares internacionales de PLA/FT, no se limita a designar a la UIF como el organismo a cargo de prevenir el lavado de activos y el financiamiento del terrorismo, sino que también establece determinadas obligaciones a diversas entidades del sector público y privado, que son designados como Sujetos Obligados legalmente a informar a y colaborar con la UIF.

De acuerdo con la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo y las normas que la complementan, las siguientes personas, entre otras, son Sujetos Obligados ante la UIF: (i) bancos, entidades financieras y compañías de seguros; (ii) agencias de cambio y personas físicas y jurídicas autorizadas por el Banco Central a intervenir en la compra-venta de moneda extranjera con fondos en efectivo o cheques emitidos en moneda extranjera o a través del uso de tarjetas de débito o crédito o en la transferencia de fondos dentro o fuera del territorio nacional; (iii) Agentes de Liquidación y Compensación⁵, Agentes de Negociación, Agentes de Liquidación y Compensación; las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de Fondos Comunes de Inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho Organismo; Plataformas de Financiamiento Colectivo, Agentes Asesores Globales de Inversión y las personas jurídicas que actúen como fiduciarios financieros cuyos valores fiduciarios cuenten con autorización de oferta pública de la CNV, y los agentes registrados por el mencionado organismo de contralor que intervengan en la colocación de valores negociables emitidos en el marco de los fideicomisos financieros antes mencionados; (iv) organizaciones gubernamentales tales como el Banco Central, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGJ; y (v) profesionales del área de ciencias económicas y escribanos públicos.

Los Sujetos Obligados tienen los siguientes deberes:

- Recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio y demás datos que en cada caso se estipulen (lo cual deberá traducirse en una política de “conozca a su cliente” o “KYC”, por sus siglas en inglés);
- Realizar un procedimiento de Debida Diligencia de sus clientes y reportar cualquier operación o hecho sospechoso (que, de acuerdo con las prácticas habituales del área

⁵ La norma establece que no se considerará como Sujeto Obligado a aquellos Agentes registrados ante la CNV bajo la subcategoría de Agentes de Liquidación y Compensación –Participante Directo-, siempre que su actuación se limite exclusivamente a registrar operaciones en contratos de futuros y contratos de opciones sobre futuros, negociados en mercados bajo supervisión de esa comisión, por cuenta propia y con fondos propios; y no ofrezcan servicios de intermediación, ni la apertura de cuentas operativas a terceros para cursar órdenes y operar los instrumentos señalados; ello en atención a lo dispuesto por la Resolución General CNV N° 731/2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

involucrada, así como la experiencia y competencia de los Sujetos Obligados, sean operaciones tentadas o consumadas que previamente se identificaron como operaciones inusuales por el Sujeto Obligado, así como cualquier operación sin justificación económica o jurídica o de complejidad inusitada o injustificada, sean realizadas en forma aislada o reiterada, independientemente de su monto); y

- Abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se estén realizando en cumplimiento de la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo. Dentro del marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, las personas físicas y jurídicas antes mencionadas no pueden abstenerse de divulgar a la UIF ninguna información que se les requiera alegando que dicha información se encuentra sujeta a secreto bancario, cambiario o profesional o acuerdos de confidencialidad de naturaleza legal o contractual similares.

De acuerdo con el Anexo I de la Resolución N° 154/2018 de la UIF (que establece el mecanismo de supervisión e inspección de la UIF), tanto el BCRA como la CNV son considerados “Órganos de Contralor Específicos”. En tal carácter, deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de PLA/ FT por parte de los Sujetos Obligados sujetos a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades. La denegatoria, entorpecimiento u obstrucción de las inspecciones por parte de los Sujetos Obligados podrá dar lugar sanciones administrativas por parte de la UIF y a sanciones penales.

El BCRA y la CNV deben cumplir asimismo con las normas sobre PLA/ FT establecidas por la UIF, incluyendo el reporte de operaciones sospechosas. A su vez, los Sujetos Obligados regulados por estos organismos se encuentran sujetos a las Resoluciones UIF N° 30/17 y 21/2018, respectivamente. Dichas normas establecen los lineamientos que dichas entidades deberán adoptar y aplicar para gestionar, de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiación del terrorismo.

Fundamentalmente, las mencionadas normas (cuyos Textos Ordenados fueron aprobados posteriormente por la Resolución UIF N° 156/18⁶, a la cual recomendamos remitirse para consultar el estado actualizado de las normativas citadas) cambian el enfoque de cumplimiento normativo formalista por un Enfoque Basado en Riesgos (“EBR”), en base a las recomendaciones revisadas por el Grupo de Acción Financiera Internacional (el “GAFI”) en el año 2012, con el fin de asegurar que las medidas implementadas sean proporcionales a los riesgos identificados. Por tanto, los Sujetos Obligados deberán identificar y evaluar sus riesgos y en función de ello, adoptar medidas de administración y mitigación de los mismos, a fin de prevenir de manera más eficaz el lavado de activos y la financiación del terrorismo. Asimismo, se receptan las disposiciones de la Resolución UIF N° 4/17, estableciendo la posibilidad de llevar a cabo procedimientos de *due diligence* especiales respecto de clientes supervisados en el extranjero (antes denominados “inversores internacionales”) y clientes locales que sean Sujetos Obligados ante la UIF.

Finalmente, el 21 de octubre de 2021, la UIF emitió la Resolución N° 112/2021. A través de la misma, se establecieron ciertas medidas y procedimientos que todos los Sujetos Obligados deben observar para identificar Beneficiarios Finales.

⁶ Disponible aquí: <http://servicios.infoleg.gov.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=307435>

Por un lado, la Resolución N° 112/2021, en su artículo 2, establece una nueva definición de Beneficiario Final aplicable a todos los Sujetos Obligados en los siguientes términos: “La/s persona/s humana/s que posea/n como mínimo el 10% del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o de cualquier otra estructura jurídica; y/o a la/s persona/s humana/s que por otros medios ejerza/n el control final de las mismas”.

Asimismo, en su artículo 5, la Resolución N° 112/2021 establece que los Clientes - independientemente de su nivel de riesgo- deberán presentar una declaración jurada con los siguientes datos: nombre y apellido, DNI, domicilio real, nacionalidad, profesión, estado civil, porcentaje de participación y/o titularidad y/o control, y CUIT/CUIL/CDI en caso de corresponder.

Ante la imposibilidad de identificar Beneficiarios Finales, los Sujetos Obligados deberán identificar a la persona humana que tenga a su cargo la dirección, administración o representación de la persona jurídica, fideicomiso, fondo de inversión, o cualquier otro patrimonio de afectación y/o estructura jurídica. La UIF podrá verificar y supervisar las causas que llevaron a la no identificación del Beneficiario Final.

La Resolución N° 112/2021, en su artículo 7, también impone que, al registrarse ante la UIF, los Sujetos Obligados deberán identificar sus Beneficiarios Finales. En tal sentido, la UIF podrá cotejar la información provista por los Sujetos Obligados y sus Clientes. Datos falsos, incompletos o erróneos son considerados una infracción grave y sancionados bajo el régimen de la Ley N°25.246.

Normas de la CNV

Las Normas de la CNV establecen, entre otras disposiciones, que los Sujetos Obligados bajo su control únicamente llevarán a cabo las operaciones contempladas según el régimen de oferta pública cuando dichas operaciones sean llevadas a cabo u ordenadas por personas constituidas, domiciliadas o residentes en países, dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados considerados que no sean considerados No Cooperantes o de Alto Riesgo por el GAFI.

Asimismo, establecen las modalidades de pago y procedimientos de control para la recepción y entrega de fondos de y hacia clientes.

Para conocer un análisis ampliado del régimen de lavado de activos y financiamiento del terrorismo vigente a la fecha de este Prospecto, los inversores deben consultar con sus asesores jurídicos y leer el Título XIII del Libro 2 del Código Penal de la Nación y las normas dictadas por la UIF, la CNV y el BCRA en su totalidad. A tales fines, las partes interesadas pueden visitar los sitios web del Ministerio de Economía (www.argentina.gob.ar/economía), de la sección de información legislativa (www.infoleg.gob.ar), de la UIF (www.argentina.gob.ar/uif), de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv>) y/o del BCRA, (www.bcra.gov.ar). La información contenida en dichos sitios no forma parte de este Prospecto.

Carga tributaria

El siguiente es un resumen general de ciertas consecuencias impositivas de Argentina relacionadas con una inversión en las Obligaciones Negociables. La descripción se incluye para fines de información general únicamente y se basa en las leyes y reglamentaciones impositivas argentinas vigentes a la fecha de este Prospecto. Esta descripción no incluye todas las consecuencias impositivas posibles relacionadas con una inversión en las Obligaciones Negociables. Si bien consideramos que configura una interpretación razonable de las leyes y reglamentaciones argentinas vigentes a la fecha de este Prospecto, no podemos asegurar que los tribunales o las autoridades fiscales responsables de la aplicación de dichas leyes estarán de acuerdo con esta interpretación o que no ocurrirán modificaciones en dichas leyes, las que inclusive podrían tener efectos retroactivos. Al respecto destacamos que, sin perjuicio de que se han dictado las normas citadas, se espera que a la brevedad se emitan más reglamentaciones y aclaraciones, toda vez que a la fecha no resulta posible determinar cómo las modificaciones incorporadas serán reguladas y aplicadas por las autoridades fiscales de la Argentina.

Se aconseja a los compradores potenciales de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos sobre las consecuencias derivadas de una inversión en las Obligaciones Negociables conforme a las leyes impositivas de su país de residencia (incluyendo Argentina).

Impuesto a las Ganancias

a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

El Artículo 32 de la Ley 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (la “*Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva*”) deroga a partir del período fiscal 2020, el Artículo 95 y parte de las disposiciones del Artículo 96 de la Ley de Impuesto a las Ganancias que establecían para los ejercicios fiscales o años fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018 un impuesto cedular a la renta financiera aplicable al rendimiento producto de la colocación de capital en valores (e.g. intereses derivados de obligaciones negociables) así como a los intereses o rendimientos y descuentos o primas de emisión.

Asimismo, a través del Artículo 33 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva se restablece, entre otras cuestiones, la vigencia de las exenciones derogadas por los incisos b), c) y d) del Artículo 81 de la Ley N° 27.430 de Reforma Tributaria (la “*Ley de Reforma Tributaria*”), sin que resulte de aplicación lo dispuesto en el Artículo 109 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, que dispone que las exenciones totales o parciales establecidas o que se establezcan en el futuro por leyes especiales respecto de títulos, letras, bonos, obligaciones y demás valores emitidos por el Estado Nacional, provincial, municipal o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, no tendrán efecto en el Impuesto a las Ganancias para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país (siempre que no estuvieran comprendidos en los incisos d) y e) y en el último párrafo del Artículo 53 de la Ley del Impuesto a las Ganancias). En virtud de ello, las ganancias derivadas de los intereses de obligaciones negociables, así como los resultados provenientes de operaciones de compraventa, canje, permuta, conversión o disposición de las mismas que cumplan con las condiciones del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables se encontrarán exentos para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina.

Adicionalmente, conforme las modificaciones introducidas por el artículo 1 de la Ley N° 27.638 la exención establecida en el inciso h) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias comprende a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva, que establezca el Poder Ejecutivo Nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule, y en la medida en que no resulten comprendidos en el primer párrafo del citado inciso h) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias. El Decreto N° 621/2021 brinda una definición respecto de aquellos instrumentos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo del inciso h) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, incorporando un artículo a continuación del artículo 80 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias. Por su parte, la CNV, dictó la Resolución General N° 917 por medio de la cual reglamentó la aplicación de las disposiciones de la Ley N° 27.638 y del Decreto N° 621/2021, estableciendo a tal efecto, entre otras cuestiones el listado de los instrumentos en moneda nacional comprendidos en la exención establecida en el inciso h) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

Además, el Artículo 34 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, con aplicación a partir del período fiscal 2020, dispone que cuando se trate de valores alcanzados por las disposiciones del Artículo 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 26, inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes del país quedan exentos por los resultados derivados de su compraventa, cambio, permuta o disposición, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la Comisión Nacional de Valores, sin que resulte de aplicación el citado Artículo 109 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

b) Entidades Argentinas

En lo que refiere a los intereses y ganancias de capital que obtengan los sujetos comprendidos en el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias (las “Entidades Argentinas”) tenedoras de Obligaciones Negociables (en general: las sociedades anónimas —incluidas las sociedades anónimas unipersonales—, las sociedades en comandita por acciones, en la parte que corresponda a los socios comanditarios, y las sociedades por acciones simplificadas del Título III de la Ley N°27.349, constituidas en el país; las sociedades de responsabilidad limitada, las sociedades en comandita simple y la parte correspondiente a los socios comanditados de las sociedades en comandita por acciones, en todos los casos cuando se trate de sociedades constituidas en el país; las asociaciones, fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas, constituidas en el país, en cuanto no corresponda por la Ley de Impuesto a las Ganancias otro tratamiento impositivo, las sociedades de economía mixta, por la parte de las utilidades no exentas del impuesto; las entidades y organismos a que se refiere el Artículo 1 de la Ley N° 22.016, no comprendidos en los apartados precedentes, en cuanto no corresponda otro tratamiento impositivo en virtud de lo establecido por el Artículo 6 de dicha ley; los fideicomisos constituidos en el país conforme a las disposiciones del Código Civil y Comercial de la Nación, excepto aquellos en los que el fiduciante posea la calidad de beneficiario (la excepción no será de aplicación en los casos de fideicomisos financieros o cuando el fiduciante- beneficiario sea un sujeto comprendido en el Título V de la Ley de Impuesto a las Ganancias); los fondos comunes de inversión constituidos en el país, no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 1 de la Ley N°24.083 y sus modificaciones; las sociedades incluidas en

el inciso b) del Artículo 53 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y los fideicomisos comprendidos en el inciso c) del mismo artículo que opten por tributar conforme a las disposiciones aplicables a las sociedades de capital cumpliendo los requisitos exigidos para el ejercicio de esa opción), las derivadas de establecimientos permanentes definidos en el Artículo 22 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, toda otra clase de sociedades o empresas unipersonales constituidas en el país, los comisionistas, rematadores, consignatarios y demás auxiliares de comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias), dichos intereses y/o resultados por compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables estarán alcanzados por el Impuesto a las Ganancias. Por medio de la Ley N° 27.630, se modifica la alícuota corporativa dispuesta en el artículo 73 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, estableciéndose un sistema de alícuotas progresivas con una tasa del 25 % al 35% dependiendo de la ganancia neta imponible acumulada y la aplicación de una retención del 7% aplicable a cualquier distribución de dividendos o utilidades que efectúen los sujetos allí comprendidos a personas humanas residentes en el país y Beneficiarios del exterior (conforme se define más abajo). Estas modificaciones rigen desde los períodos fiscales iniciados desde el 1° de enero de 2021, inclusive. Los montos previstos en el sistema de alícuotas progresivas se ajustan anualmente, desde el 1° de enero de 2022, considerando la variación anual del Índice de Precios al Consumidor (IPC) que suministre el Instituto de Estadística y Censos, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste, respecto del mismo mes del año anterior. Los montos ajustados resultan de aplicación para los ejercicios fiscales iniciados con posterioridad a cada actualización. Así, las Entidades Argentinas, por sus ganancias netas imponibles por el período fiscal 2023, abonarán el gravamen empleando la escala que se detalla a continuación:

GANANCIA NETA IMPONIBLE ACUMULADA		PAGARÁN	MÁS EL %	SOBRE EL EXCEDENTE DE \$
MÁS DE \$	A \$			
\$ 0,00	\$ 14.301.209,21	\$ 0,00	25 %	\$ 0,00
\$ 14.301.209,21	\$ 143.012.092,08	\$ 3.575.302,30	30 %	\$ 14.301.209,21
\$ 143.012.092,08	En adelante	\$ 42.188.567,16	35 %	\$ 143.012.092,08

En lo que respecta a los tres (3) períodos fiscales contados a partir de aquel iniciado desde el 1° de enero de 2018, inclusive, son aplicables las alícuotas del treinta por ciento (30%) de impuesto y siete por ciento (7%) de retención, respectivamente. En ambos casos, se aplican dichas normas, independientemente del período fiscal en el que tales dividendos o utilidades sean puestos a disposición a los mencionados accionistas.

La Ley de Reforma Tributaria establece normas específicas para la imputación de la ganancia proveniente de valores negociables que devenguen intereses y rendimientos. Asimismo, la Ley de Reforma Tributaria establece la existencia de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones dependiendo del sujeto que las realice. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

La ganancia bruta por la enajenación de las Obligaciones Negociables realizada por las Entidades

Argentinas se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición.

Con fecha 1 de diciembre de 2022, fue publicada en el Boletín Oficial la Ley 27.701 de Presupuesto para 2023 que establece que los contribuyentes, comprendidos en el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias enumerados previamente, que en virtud de verificarse el supuesto previsto en el antepenúltimo párrafo del artículo 106 de dicha ley, determinen un ajuste por inflación positivo en el primer y segundo ejercicio iniciados a partir del 1º de enero de 2022 inclusive, podrán optar por adoptar un esquema de diferimento en tres ejercicios respecto de tales ganancias. En ese sentido, la norma aclara que podrán imputar un tercio en ese período fiscal y los dos tercios restantes, en partes iguales, en los dos (2) períodos fiscales inmediatos siguientes, aquellos sujetos cuya inversión en la compra, construcción, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de uso –excepto automóviles-, durante cada uno de los dos (2) períodos fiscales inmediatos siguientes al del cómputo del primer tercio del período de que se trate, sea superior o igual a los treinta mil millones de pesos (\$ 30.000.000.000).

c) *Beneficiarios del Exterior*

Por último, la Ley de Reforma Tributaria establece que tanto los intereses de Obligaciones Negociables como las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables que obtienen los sujetos comprendidos en el Título V de la Ley de Impuesto a las Ganancias, que se refiere a personas humanas, sucesiones indivisas o personas de existencia ideal residentes en el extranjero que obtengan una renta de fuente argentina (los “**Beneficiarios del Exterior**”) se encuentran exentos del Impuesto a las Ganancias en virtud de lo dispuesto por el inciso u) del Artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, en la medida que (i) se trate de obligaciones negociables a que se refiere el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y (ii) que los Beneficiarios del Exterior no residan en jurisdicciones no cooperantes ni los fondos invertidos provengan de jurisdicciones no cooperantes (ver definición *infra*).

En relación a esta exención se establece que la CNV está facultada a reglamentar y fiscalizar, en el ámbito de su competencia, las condiciones establecidas en el Artículo 26 inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales.

De conformidad con el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, la exención aplicará en la medida que se cumplan los siguientes requisitos y condiciones (los “Requisitos y Condiciones de Exención”):

- 1) se trate de emisiones de obligaciones negociables que sean colocadas por oferta pública, contando para ello con la respectiva autorización de la CNV;
- 2) los fondos a obtener mediante la colocación de las Obligaciones Negociables deberán ser utilizados por el emisor para: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (ii) la adquisición de fondos de comercio situados en el país, (iii) la integración de capital de trabajo en Argentina, (iv) la refinanciación de pasivos, (v) la integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas al emisor, y/o (vi) la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, siempre que los

fondos derivados de la misma se apliquen a los destinos antes especificados;

3) el emisor deberá acreditar ante la CNV, en el tiempo y forma que determinen las reglamentaciones aplicables, que los fondos obtenidos de la oferta de las Obligaciones Negociables fueron utilizados para cualquiera de los fines descriptos en el apartado (ii) anterior.

En caso que la Emisora fuera una entidad financiera en el marco de la Ley N° 21.526 (la “**Ley de Entidades Financieras**”), los fondos podrán ser destinados al otorgamiento de préstamos a los que los prestatarios deberán darle el destino a que se refiere el punto (2). En este supuesto, será la entidad financiera la que deberá acreditar el destino final de los fondos en la forma que determine la CNV.

Si la emisión no cumple con los Requisitos y Condiciones de Exención, el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que decaerán los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en esa ley y, por ende, la emisora será responsable del pago de los impuestos que hubiera correspondido a los tenedores. En tal caso, el emisor debería tributar, en concepto de Impuesto a las Ganancias, la tasa máxima prevista en el Artículo 94 de la Ley de Impuesto a las Ganancias sobre el total de la renta devengada a favor de los inversores. La AFIP reglamentó mediante la Resolución General (AFIP) N°1516/2003, modificada por la Resolución General (AFIP) N°1578/2003, el mecanismo de ingreso del Impuesto a las Ganancias por parte de la emisora en el supuesto en que se entienda incumplido alguno de los Requisitos y Condiciones de Exención.

Para los Beneficiarios del Exterior no rigen las disposiciones contenidas en el Artículo 28 de la Ley de Impuesto a las Ganancias ni la del Artículo 106 de la Ley N°11.683 que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del Impuesto a las Ganancias a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros. Por tal razón, la aplicación de la exención expuesta previamente no dejará de obrar en aquellos supuestos en los que por la misma pueda resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

En el caso de Beneficiarios del Exterior que residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos provengan de jurisdicciones no cooperantes, el Artículo 240 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias dispone que corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el Artículo 102 de la Ley de Impuesto a las Ganancias a la ganancia derivada de los rendimientos o intereses provenientes de las Obligaciones Negociables (por lo tanto, no exenta bajo el Artículo 26 u) previamente mencionado). La referida alícuota resultará de aplicación sobre el 100% de los intereses percibidos por el Beneficiario del Exterior residente en jurisdicciones no cooperantes o cuyos fondos provengan de jurisdicciones no cooperantes, excepto que: (i) el Beneficiario del Exterior fuera una entidad financiera supervisada por su respectivo banco central o autoridad equivalente y (ii) esté radicada: (a) en jurisdicciones no consideradas como no cooperantes o no calificadas como de baja o nula tributación; (b) en jurisdicciones que hayan suscripto con la República Argentina convenios de intercambio de información y, por aplicación de sus normas internas, no pueda alegarse secreto bancario, bursátil o de otro tipo, ante el pedido de información del respectivo fisco; o (c) el tomador de los fondos sea una entidad regida por la Ley N° 21.526. En dicho caso, la referida alícuota del 35% resultaría de aplicación sobre el 43% del monto bruto de intereses pagados.

Cuando se trate de una enajenación de Obligaciones Negociables realizada por Beneficiarios

del Exterior y que no califique como exenta por estar el Beneficiario del Exterior radicado en una jurisdicción no cooperante o los fondos invertidos provengan de una jurisdicción no cooperante, corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el Artículo 102 de la Ley de Impuesto a las Ganancias sobre la base presunta prevista en el inciso i) del Artículo 104 de la citada ley.

La Resolución General (AFIP) N°4227/2018 establece los distintos mecanismos de retención y/o ingreso del tributo, tanto para el caso de intereses y rendimientos como para el caso de operaciones de enajenación, de acuerdo al caso concreto de que se trate.

Según el Artículo 252 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias, en los supuestos contemplados en el último párrafo del Artículo 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, el enajenante Beneficiario del Exterior deberá ingresar el impuesto directamente a través del mecanismo que a esos efectos establezca la AFIP, o podrá hacerlo: (i) a través de un sujeto residente en el país con mandato suficiente o (ii) por su representante legal domiciliado en el país.

Impuesto sobre los Bienes Personales

- *Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en la Argentina*

Con efectos para los períodos fiscales 2019 y siguientes, los sujetos pasivos del IBP se registrarán por el criterio de residencia en los términos y condiciones establecidos en los Artículos 116 y siguientes de la Ley de Impuesto a las Ganancias, quedando sin efecto el criterio de “domicilio”. Asimismo, el Decreto N° 99/2019 aclara que toda referencia que efectúen las normas legales, reglamentarias y complementarias sobre el nexo de vinculación “domicilio” con relación al IBP, debe entenderse referida a “residencia”.

De conformidad con las modificaciones introducidas por la Ley N° 27.667 con efectos a partir del período fiscal 2021, inclusive, las alícuotas aplicables al gravamen a ingresar por las personas humanas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas allí radicadas, por un valor que exceda el mínimo no imponible (bienes no incluidos en el artículo agregado a continuación del Artículo 25 de la Ley de IBP cuyo valor en conjunto sea igual o inferior a \$11.282.141,08 o inmuebles destinados a casa-habitación cuyo valor sea igual o inferior a \$56.410.705,41) se registrarán de acuerdo a la siguiente tabla:

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible		Pagarán \$	Más el %	Sobre el excedente de \$
Más de \$	a \$			
0	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

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

Valor total de los bienes del país y del exterior		El valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país, pagarán el %
Más de \$	a \$	
0	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

Asimismo, se ha facultado al Poder Ejecutivo Nacional, durante la vigencia del gravamen, para disminuir las alícuotas aplicables a los bienes situados en el exterior, para el caso de activos financieros situados en el exterior, en caso de verificarse la repatriación del producido de su realización, supuesto en el que podrá fijar la magnitud de la devolución de hasta el monto oportunamente ingresado. Para tales supuestos, a través del dictado del Decreto N° 912/2021 se establece (i) pautas que deben seguirse a los fines de definir el concepto de “repatriación”, y (ii) el tratamiento aplicable en caso de acaecer esa circunstancia.

Por otro lado, en caso de verificarse la repatriación de activos financieros situados en el exterior, conforme los términos establecidos en la reglamentación, se contempla que el régimen aplicable será el establecido para los bienes situados en el país. A estos fines, se entenderá por activos financieros situados en el exterior, la tenencia de moneda extranjera depositada en entidades bancarias y/o financieras y/o similares del exterior: participaciones societarias y/o equivalentes

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

La repatriación se entenderá producida, cuando se produzca el ingreso al país, hasta el 31 de marzo de cada año, inclusive, de: (i) tenencias de moneda extranjera en el exterior y (ii) los importes generados como resultado de la realización de los activos financieros enumerados en el cuarto párrafo del artículo 25 de la Ley del IBP pertenecientes a los sujetos alcanzados por el tributo que representen, en conjunto y por lo menos, el equivalente a un cinco por ciento del total del valor de los bienes situados en el exterior.

Los fondos repatriados deben permanecer depositados en una cuenta abierta a nombre de su titular (caja de ahorro, cuenta corriente, plazo fijo u otras) en entidades comprendidas en el régimen de la Ley de Entidades Financieras, hasta el 31 de diciembre, inclusive, del año calendario en que se hubiera verificado la repatriación o, una vez cumplida la repatriación y efectuado el mencionado depósito, esos fondos se afecten, en forma parcial o total, a cualquiera de los siguientes destinos:

a. Su venta en el mercado libre de cambios, a través de la entidad financiera que recibió la transferencia original desde el exterior.

b. La adquisición de certificados de participación y/o títulos de deuda de fideicomisos de inversión productiva que constituya el BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR, en carácter de fiduciario y bajo el contralor del MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO como autoridad de aplicación, siempre que tal inversión se mantenga bajo la titularidad del contribuyente hasta el 31 de diciembre, inclusive, del año calendario en que se produjo la repatriación. Los fondos aplicados deben provenir de la misma cuenta que recibió la transferencia original desde el exterior.

c. La suscripción o adquisición de cuotapartes de fondos comunes de inversión existentes o a crearse, en el marco de la Ley N° 24.083 y sus modificaciones, que cumplan con los requisitos exigidos por la CNV, para dicho fin y que se mantengan bajo la titularidad del contribuyente hasta el 31 de diciembre, inclusive, del año calendario en que se produjo la repatriación. Los fondos aplicados deben provenir de la misma cuenta que recibió la transferencia original desde el exterior.

Además, destacamos que con efectos a partir del período fiscal 2022, inclusive, se contempla un

mecanismo de actualización respecto del monto designado como mínimo no imponible, inmuebles destinados a casa- habitación del contribuyente y para los tramos de las escalas, de forma anual, por el coeficiente que surja de la variación anual del IPC, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior, al igual que el establecido para la actualización de las escalas progresivas del impuesto a las ganancias.

- Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior

Respecto del período fiscal 2019 y siguientes para las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior por los bienes situados en el país, corresponderá aplicar la alícuota del 0,50 % (conforme el Artículo 31 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva). Sin embargo, no corresponderá el ingreso del impuesto cuando su importe sea igual o inferior a Ps.255,75.

Resulta importante destacar que por medio de la Ley N° 27.638, con aplicación a partir del período fiscal 2021 y siguientes, se encuentran exentas del impuesto las obligaciones negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con los Requisitos y Condiciones de Exención. En caso de no aplicar dicha exención, el impuesto se aplica (i) en el caso de obligaciones negociables con cotización, sobre el valor de mercado de las obligaciones negociables; y (ii) en el caso de obligaciones negociables sin cotización, sobre los costos de adquisición incrementado, de corresponder, en el importe de los intereses, actualizaciones y diferencias de cambio que se hubieren devengado. En ambos casos, el valor se establece al 31 de diciembre de cada año calendario.

Si bien las Obligaciones Negociables en poder de personas humanas domiciliadas o sucesiones indivisas radicadas fuera de Argentina, técnicamente estarían sujetas al IBP, el procedimiento para el cobro de este impuesto no ha sido establecido en la Ley de IBP (artículos aplicables de la Ley N°23.966 y sus modificatorias), reglamentada por el Decreto N°127/96 (y sus modificaciones). El sistema de “obligado sustituto” (conforme se define a continuación) establecido en el párrafo primero del Artículo 26 de la Ley de IBP (una persona humana, ideal o sucesión indivisa domiciliada o residente en el país que tenga el condominio, posesión, uso, goce, disposición, depósito, la tenencia, custodia, administración o guarda de bienes) no se aplica a las Obligaciones Negociables (párrafo tercero del Artículo 26 de la Ley de IBP).

La Ley de IBP establece como presunción legal irrefutable que las obligaciones negociables emitidas por emisores privados argentinos, de titularidad directa de entidades extranjeras que (a) se encuentren domiciliadas o con residencia, según el período fiscal que corresponda, en una jurisdicción que no exige que las acciones o títulos privados sean detentados en forma nominativa y (b) que (i) de conformidad con sus estatutos o su naturaleza jurídica, estén únicamente autorizadas a realizar actividades de inversión fuera de la jurisdicción de su lugar de constitución y/o (ii) no les esté permitido realizar ciertas actividades autorizadas en sus propios estatutos o por la ley aplicable en su jurisdicción de constitución, se considerarán que son de

titularidad de personas humanas o sucesiones indivisas domiciliadas o radicadas o residentes en el país, según el periodo fiscal correspondiente, encontrándose, en consecuencia, sujetas al pago del IBP. En esos casos, la ley impone la obligación de abonar el IBP a una alícuota incrementada en un 100% para el emisor privado argentino (el “**Obligado Sustituto**”). De conformidad con la Ley de IBP, el Obligado Sustituto está autorizado a obtener el reintegro del importe abonado en la forma antes descripta, incluso reteniendo o ejecutando directamente los bienes que dieron origen a dicho pago.

La presunción legal precedente no se aplica a las siguientes entidades extranjeras que sean titulares directas de títulos valores: (a) compañías de seguros; (b) fondos abiertos de inversión; (c) fondos de pensión; y (d) entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén constituidas o radicadas en países cuyos bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Basilea.

El Decreto N° 812/96 del 22 de julio de 1996 y sus modificatorias -decreto reglamentario de la ley del impuesto- establece que la presunción legal antes analizada no se aplicará a los títulos de deuda privados, tal como es el caso de las Obligaciones Negociables, cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas ubicadas en Argentina o en el extranjero. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplique a las Obligaciones Negociables y que la emisora no sea responsable por el IBP como Obligado Sustituto, según lo establece la Resolución General (AFIP) N° 2151/2006 de la AFIP, la emisora debe conservar una copia certificada de la resolución de la CNV que autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y constancia de que dicha autorización se encontraba vigente al 31 de diciembre del año en que corresponda la liquidación del impuesto. Si la AFIP considera que la emisora no cuenta con la documentación que acredite la autorización de la CNV o la aprobación de negociación por parte de las bolsas de valores locales o extranjeras, la emisora será responsable del pago del IBP.

Impuesto al Valor Agregado

De conformidad con el Artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, los pagos de intereses sobre obligaciones negociables están exentos del Impuesto al Valor Agregado en la medida que las Obligaciones Negociables se emitan en cumplimiento de los Requisitos y Condiciones de Exención antes descriptos en la sección correspondiente a Beneficiarios del Exterior. Esta exención también se extenderá a las operaciones financieras y prestaciones relativas a la emisión, suscripción, colocación, transferencia, amortización y cancelaciones de las obligaciones negociables y sus garantías.

De conformidad con la Ley del Impuesto al Valor Agregado, la transferencia de los títulos se encuentra exenta de dicho impuesto aun si no se cumplen los Requisitos y Condiciones de Exención previstos en la sección correspondiente a Beneficiarios del Exterior.

Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta

En virtud de lo dispuesto por la Ley N° 27.260, el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta se deroga para los ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2019.

Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias

En virtud de la Ley N° 25.413, con su modificatoria, se creó un Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias (el “ICD”) aplicable sobre: (i) los créditos y débitos efectuados en cuentas abiertas en entidades financieras que se rigen por la Ley de Entidades Financieras cualquiera fuera su naturaleza; (ii) las operatorias que efectúen las entidades financieras referidas en el punto anterior en las que los ordenantes o beneficiarios no utilicen las cuentas allí indicadas, cualquiera sea su denominación, los mecanismos empleados para llevarlos a cabo (incluso a través del movimiento de efectivo) y/o su instrumentación jurídica; y (iii) ciertos movimientos o entregas de fondos, propios o de terceros, realizados por cualquier persona, por cuenta propia o por cuenta y/o a nombre de otra, cualquiera sea el método utilizado para llevarla a cabo.

Respecto del punto (i), señalamos que la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva para los hechos imposables que se perfeccionen a partir del 24 de diciembre de 2019 establece que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas allí mencionadas, estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de los mismos. Lo mencionado anteriormente, no resultará de aplicación a las cuentas cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas.

Si se acreditan montos a pagar respecto de las Obligaciones Negociables (en concepto de capital, intereses u otras sumas) a obligacionistas que no gozan de un tratamiento especial, en cuentas abiertas en entidades financieras locales, el crédito correspondiente estará sujeto al impuesto a una alícuota general del 0,6%, a menos que aplique alguna exención.

En algunos casos se podrá emplear una alícuota incrementada del 1,2% y una reducida del 0,075%.

De conformidad con el Decreto N°409/2018 (publicado en el Boletín Oficial el 7 de mayo de 2018) en el caso de titulares de cuentas bancarias sujetos a la alícuota general del 0,6% y del 1,2%, el 33% del impuesto determinado y percibido por el agente de percepción sobre los montos acreditados y debitados en dichas cuentas, podrá computarse como crédito de Impuesto a las Ganancias y/o como crédito de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del Impuesto a las Ganancias.

En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo de crédito de impuesto y/o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas será del 20 %.

En el caso de micro, pequeñas y medianas empresas registradas como tales de acuerdo a lo dispuesto en la legislación argentina, el porcentaje de pago a cuenta en el Impuesto a las Ganancias puede ser mayor, según sea el caso.

Existen exenciones en este impuesto vinculadas con el sujeto y con el destino de las cuentas. Se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación “A” 3250 del BCRA) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país. (Para más información ver artículo 10, inciso (s) del Anexo del Decreto N° 380/2001 y sus respectivas enmiendas).

Además, el Artículo 10 inciso (a) del Anexo del Decreto N° 380/2001 establece que estarán exentos del impuesto, entre otras operaciones, los débitos y créditos correspondientes a cuentas utilizadas en forma exclusiva para las operaciones inherentes a la actividad específica y los giros y transferencias de los que sean ordenantes con igual finalidad, por los mercados autorizados por la CNV y sus respectivos agentes, las bolsas de comercio que no tengan organizados mercados de valores, cajas de valores y entidades de liquidación y compensación de operaciones autorizadas por la CNV.

Para la procedencia de ciertas exenciones y/o reducciones de alícuota de este impuesto puede ser necesario el cumplimiento del registro de las cuentas bancarias ante la autoridad fiscal (AFIP-DGI) de acuerdo a lo establecido en la Resolución General (AFIP) N°3900/2016.

Señalamos que conforme lo dispuesto por el Decreto N° 796/2021 las exenciones previstas en el Decreto N° 380/2001 y en otras normas de similar naturaleza no resultarán aplicables en aquellos casos en que los movimientos de fondos estén vinculados a la compra, venta, permuta, intermediación y/o cualquier otra operación sobre criptoactivos, criptomonedas, monedas digitales, o instrumentos similares, en los términos que defina la normativa aplicable.

La Ley N° 27.432 (promulgada y publicada en el Boletín Oficial el día 29 de diciembre de 2017), acordó la prórroga de este impuesto hasta el 31 de diciembre del 2022, inclusive.

Mediante Ley 27.702 (B.O. 30/11/2022), se prorrogaron hasta el 31/12/2027 aquellos impuestos cuya vigencia culminaba el 31 de diciembre de 2022: IG, IBP, e IDC. En el caso de tenedores de Obligaciones Negociables, los pagos que reciban en cuentas bancarias abiertas en entidades financieras regidas por la Ley N° 21.526 podrían estar sujetos al impuesto.

Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (PAIS) y percepción establecida por Resolución General (AFIP) N°4815/2020.

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva estableció, con carácter de emergencia y por el término de cinco períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de dicha ley, un impuesto nacional aplicable sobre determinadas operaciones de compra de billetes y divisas en moneda extranjera y demás operaciones de cambio de divisas y adquisición de servicios realizadas por sujetos residentes en el país (personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables). La alícuota aplicable es, en general, del 30%. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

La Resolución General (AFIP) N° 4815/2020 estableció un régimen de percepción aplicable sobre las operaciones alcanzadas por el impuesto PAIS y para los sujetos definidos en el artículo 36 de la Ley N° 27.541 que revistan la condición de residentes en el país, en los términos del artículo 116 y

siguientes de la LIG. Dicha percepción fue modificada por las Resoluciones Generales (AFIP) N° 5232/2022 y N° 5272/2022, y el porcentaje a aplicar varía en función de la calidad y monto de las operaciones celebradas, resultando de aplicación una alícuota única del treinta y cinco (35%) por ciento para las detalladas en el inciso a) del artículo 35 de la referida Ley; una alícuota única del cuarenta y cinco (45%) por ciento para los supuestos enumerados en los incisos b), c), cuando el monto no supere los USD 300, y una percepción de 45% y otra de 25% adicional para los supuestos contemplados en los incisos b) y c) con montos superiores a USD 300. Este último par de alícuotas aplica también para todos los supuestos de los apartados d) y e) del artículo 35, todo ellos de la Ley N° 27.541. Las percepciones resultarán aplicables sobre los montos en pesos de tales operaciones.

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 IBP, correspondientes al período fiscal en el cual fueron practicadas.

Adicionalmente, esta resolución 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 IBP.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos

El Impuesto sobre los Ingresos Brutos es un impuesto provincial que grava el ejercicio habitual y a título oneroso de una actividad económica en una jurisdicción provincial o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que puedan estar sujetos a la presunción de habitualidad en cualquier jurisdicción en la cual obtengan sus ingresos por intereses originados en la tenencia de Obligaciones Negociables, o por su venta o transferencia, podrían resultar gravados con este impuesto a alícuotas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina y/o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, salvo que proceda la aplicación de alguna exención. Ciertas jurisdicciones como, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires eximen los ingresos resultantes de cualquier operación relacionada con las obligaciones negociables, los intereses, actualizaciones devengadas y el valor de venta en caso de transferencia sobre las obligaciones negociables emitidas bajo la Ley de Obligaciones Negociables mientras resulte de aplicación la exención en el Impuesto a las Ganancias. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes de bolsa y todo tipo de intermediarios en relación con tales operaciones.

Conforme las previsiones del Consenso Fiscal suscripto por el Poder Ejecutivo Nacional, los representantes de las Provincias y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 16 de noviembre de 2017 - aprobado por el Congreso Nacional el 21 de diciembre de 2017 – (el “Consenso Fiscal” y/o el “Consenso”), las jurisdicciones provinciales asumieron diversos compromisos en relación a ciertos impuestos que se encuentran bajo su órbita.

En lo que refiere al impacto del Consenso en el Impuesto sobre los Ingresos Brutos, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer exenciones y aplicar alícuotas máximas para ciertas actividades y períodos. Por medio

del acuerdo firmado entre el Poder Ejecutivo Nacional y los representantes de las provincias (excepto la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) el 27 de Diciembre de 2021 (el “Consenso Fiscal 2021”), se acordó dejar sin efecto las obligaciones asumidas en materia tributaria provincial establecidas con anterioridad a través de los Consensos Fiscales suscriptos en fecha 16 de noviembre de 2017, 13 de septiembre de 2018, 17 de diciembre de 2019 y 4 de diciembre de 2020, teniendo únicamente como exigibles aquellas cuyo cumplimiento se haya efectivizado a la fecha de la firma del Consenso Fiscal 2021, así como las que surgen expresamente de lo estipulado en el mismo.

Considerando la autonomía en materia tributaria de la cual gozan las distintas jurisdicciones provinciales incluyendo a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, los potenciales adquirentes deberán considerar la posible incidencia del Impuesto sobre los Ingresos Brutos considerando las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en función de su caso concreto.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales (por ejemplo, Provincia de Santa Fe, Provincia de Buenos Aires, Provincia de Corrientes, Provincia de Córdoba, Provincia de Tucumán, Provincia de Salta, etcétera) han establecido regímenes de percepción del Impuesto sobre los Ingresos Brutos que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en las cuentas abiertas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas.

Estos regímenes se aplican, en general, a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción.

Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos con un rango entre 0,01% y 5%.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del Impuesto sobre los Ingresos Brutos para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Los potenciales adquirentes deberán considerar la posible incidencia del Impuesto sobre los Ingresos Brutos considerando las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en función de su caso concreto. En relación a estos regímenes, al suscribir el Consenso Fiscal las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer un mecanismo de devolución automática al contribuyente del saldo a favor generado por retenciones y percepciones, acumulado durante un plazo razonable, que en ningún caso podrá exceder los 6 (seis) meses desde la presentación de la solicitud efectuada por el contribuyente, siempre que se encuentren cumplidas las condiciones y el procedimiento establecido por las jurisdicciones locales para esa devolución. Asimismo, por medio del acuerdo suscripto el 4 de diciembre de 2020, entre la Nación y los representantes de las provincias (salvo algunas), las provincias argentinas firmantes asumieron el compromiso de procurar las medidas necesarias en los procedimientos vigentes en cada jurisdicción a efectos de aplicar mecanismos de devolución automática, compensación o transferencia de crédito del Impuesto sobre los Ingresos Brutos a aquellos contribuyentes que tengan saldos a favor generados por retenciones,

percepciones y/o recaudaciones, siempre que cumplan con los requisitos específicos del caso en cuestión. Por medio del Consenso Fiscal 2021, se asumió el compromiso de procurar las medidas necesarias en los procedimientos vigentes en cada jurisdicción a efectos de aplicar mecanismos de devolución automática o, compensación del Impuesto sobre los Ingresos Brutos a aquellos o aquellas contribuyentes (locales o de Convenio Multilateral) que tengan saldos a favor generados por retenciones, percepciones y/o recaudaciones, siempre que cumplan con los requisitos específicos del caso en cuestión.

Los inversores deberán corroborar la existencia de tales mecanismos dependiendo de la jurisdicción involucrada.

Impuesto de Sellos

El Impuesto de Sellos es un tributo provincial, por lo que debería hacerse un análisis específico por cada jurisdicción en particular. Dicho impuesto grava en general, los actos y contratos de carácter oneroso formalizados en instrumentos públicos y/o privados, que se otorguen en la jurisdicción de cada provincia y en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los contratos instrumentados en una de dichas jurisdicciones o en el exterior, pero que produzcan efectos en otra jurisdicción argentina.

Con respecto a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en lo que respecta a las obligaciones negociables, el Artículo 364 inciso 30 del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires establece que los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables emitidas conforme al régimen de las Leyes N°23.576 y 23.962 y sus modificatorias están exentos. Esta exención comprende a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar por conversión de las obligaciones negociables emitidas en virtud de las leyes mencionadas en el párrafo anterior, como así también, la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen a la emisión, sean anteriores, simultáneas o posteriores a la misma.

Asimismo, el Artículo 364 inciso 32 del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires establece que están exentos los, actos, contratos y operaciones de cualquier naturaleza, incluyendo entregas y recepciones de dinero, vinculados y/o necesarios para posibilitar el incremento de capital social, emisión de títulos valores representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros valores negociables destinados a la oferta pública en los términos de la Ley N° 26.831, por parte de sociedades o fideicomisos financieros debidamente autorizados por la CNV a hacer oferta pública de dichos valores negociables. Esta exención ampara los actos, contratos y operaciones vinculadas con los incrementos de capital social y/o las emisiones mencionadas precedentemente, sean aquellos anteriores, simultáneos, posteriores o renovaciones de estos últimos hechos. Asimismo, esta exención no se aplica si en un plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos valores negociables ante la CNV y/o si la colocación de los mismos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de ser concedida la autorización solicitada.

Además, los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de acciones y demás títulos

valores cuya oferta pública haya sido debidamente autorizada por la CNV se encuentran exentos del Impuesto de Sellos en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires siempre que la colocación de los mismos se realice en un plazo de ciento ochenta 180 días corridos a partir de dicha autorización.

En la Provincia de Buenos Aires, el Artículo 297 inciso 45 apartado A) del Código Fiscal de la citada provincia dispone una exención para los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza, incluyendo entregas y recepciones de dinero, vinculados con la emisión de títulos representativos de deuda de sus emisores y cualquier otro título valor destinado a la oferta pública en los términos de la Ley N° 17.811 por parte de sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención se aplica asimismo a los instrumentos, actos, contratos, operaciones y garantías vinculadas con la citada emisión, ya sea anteriores, simultáneas o posteriores a dicha emisión. Sin embargo, esta exención queda sin efecto, si en un plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de las Obligaciones Negociables no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de ser concedida la autorización solicitada, en función de lo contemplado en el apartado D) del mencionado artículo.

Además, en la Provincia de Buenos Aires, el Artículo 297, inciso 46 del Código Fiscal de la citada provincia establece una exención para actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las obligaciones negociables emitidas de acuerdo con las Ley N° 23.576 y con la Ley N° 23.962 y sus modificaciones. Esta exención comprende a los aumentos de capital que se realicen por la conversión de las obligaciones negociables indicadas en la oración anterior, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

Asimismo, en la Provincia de Buenos Aires, se establecen exenciones para los títulos valores debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV siempre que se cumpla con ciertos requisitos.

Se debe tener en consideración que cualquier transferencia de los títulos instrumentada mediante un acuerdo escrito podría estar sujeto al Impuesto de Sellos.

Considerando las atribuciones autónomas conferidas a cada jurisdicción provincial en relación con cuestiones impositivas, debe analizarse cualquier posible efecto derivado de estas operaciones, en forma adicional al tratamiento impositivo establecido por las demás jurisdicciones provinciales.

Tasa de Justicia

En caso de que sea necesario instituir procedimientos de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables, se impondrá la correspondiente tasa de justicia (actualmente del 2% en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) sobre el monto de cualquier reclamo presentado ante los tribunales de Argentina con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes

A nivel provincial, la Provincia de Buenos Aires estableció un Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes (el “**ITGB**”) (Ley N°14.044 y sus modificatorias y Ley N°10.097, respectivamente).

Las características básicas del ITGB son las siguientes:

- El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluyendo: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia y cualquier otra transmisión que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
- Son contribuyentes del ITGB las personas humanas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
- Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires el ITGB recae sobre el monto total del enriquecimiento gratuito, tanto por los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los sujetos domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae únicamente sobre el enriquecimiento gratuito originado por la transmisión de los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires
- Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires, entre otros supuestos, (i) los títulos y las acciones, cuotas o participaciones sociales y otros valores mobiliarios representativos de su capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando estos estuvieren domiciliados en la Provincia de Buenos Aires; (ii) los títulos, acciones y demás valores mobiliarios que se encuentren en la Provincia de Buenos Aires al tiempo de la transmisión, emitidos por entes privados o sociedades domiciliados en otra jurisdicción; y (iii) los títulos, acciones y otros valores mobiliarios representativos de capital social o equivalente que al tiempo de la transmisión se hallaren en otra jurisdicción, emitidos por entes o sociedades domiciliados también en otra jurisdicción, en proporción a los bienes de los emisores que se encontraren en la Provincia de Buenos Aires.
- En la Provincia de Buenos Aires, respecto del período fiscal 2023 están exentas del ITGB las transmisiones gratuitas de bienes cuando su valor en conjunto sea igual o inferior a \$819.105, monto que se eleva a \$3.410.400, cuando se trate de padres, hijos y cónyuges.
- En cuanto a las alícuotas, se han previsto escalas progresivas del 1,603% al 9.513% y el pago de una suma fija de ITGB, según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

Respecto de la existencia de impuestos a la transmisión gratuita de bienes en las restantes jurisdicciones provinciales, el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular. Señalamos que a través del Consenso Fiscal 2021, las provincias argentinas asumieron el compromiso de legislar dentro del transcurso del 2022 un impuesto a todo aumento de riqueza obtenido a título gratuito como consecuencia de una transmisión o acto de esa naturaleza, que comprenda a bienes situados en su territorio y/o beneficie a personas humanas o jurídicas domiciliadas en el mismo, y aplicarán alícuotas marginales crecientes a medida que aumenta el monto transmitido a fin de otorgar progresividad al tributo, quedando alcanzadas todas las transmisiones que impliquen un enriquecimiento patrimonial a título gratuito, enumerando de manera enunciativa a las herencias, donaciones, legados y anticipos

de herencia.

Ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación

De acuerdo con la presunción legal establecida en el Artículo 18.2 de la Ley N°11.683 y sus modificatorias, los ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación se consideran como incrementos patrimoniales no justificados para el receptor local, cualquiera sea la naturaleza o tipo de operación de que se trate.

Los incrementos patrimoniales no justificados están sujetos a los siguientes impuestos:

- se determinará el Impuesto a las Ganancias sobre el receptor local calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- también se determinará el Impuesto al Valor Agregado (y de corresponder impuestos internos) sobre el receptor local, calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.

El sujeto local o receptor local de los fondos puede refutar dicha presunción legal probando debidamente ante la autoridad impositiva que los fondos provienen de actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por una tercera persona en dicha jurisdicción o que dichos fondos fueron declarados con anterioridad.

Sin perjuicio que el significado del concepto “ingresos provenientes” no resulta claro, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

- desde una cuenta en un país de baja o nula tributación/no cooperante o desde una cuenta bancaria abierta fuera de un país de baja o nula tributación/no cooperante pero cuyo titular sea una entidad localizada en un país de baja o nula tributación/no cooperante.
- a una cuenta bancaria localizada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de la Argentina pero cuyo titular sea un sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales.

Conforme el Artículo 82 de la Ley de Reforma Tributaria, a los efectos previstos en las normas legales y reglamentarias, toda referencia efectuada a “países de baja o nula tributación” o “países no considerados ‘cooperadores a los fines de la transparencia fiscal’, deberá entenderse que hace alusión a “jurisdicciones no cooperantes o jurisdicciones de baja o nula tributación”, en los términos dispuestos por los Artículos 19 y 20 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones.

Por su parte, el Artículo 19 de la Ley de Impuesto a las Ganancias define a las “jurisdicciones no cooperantes” como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información.

Además, los acuerdos y convenios aludidos deberán cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los que se haya comprometido la República Argentina. Por último, ese artículo establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto.

En tal sentido, el Artículo 24 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias dispone que son consideradas como jurisdicciones “no cooperantes” en los términos del Artículo 19 de la mencionada ley, las siguientes: 1. Brecqhou; 2. Burkina Faso; 3. Estado de Eritrea; 4. Estado de la Ciudad del Vaticano; 5. Estado de Libia; 6. Estado Independiente de Papúa Nueva Guinea; 7. Estado Plurinacional de Bolivia; 8. Isla Ascensión; 9. Isla de Sark; 10. Isla Santa Elena; 11. Islas Salomón; 12. Los Estados Federados de Micronesia; 13. Reino de Bután; 14. Reino de Camboya; 15. Reino de Lesoto; 16. Reino de Tonga; 17. República Kirguisa; 18. República Árabe de Egipto; 19. República Árabe Siria; 20. República Argelina Democrática y Popular; 21. República Centroafricana; 22. República Cooperativa de Guyana; 23. República de Angola; 24. República de Bielorrusia; 25. República de Burundí; 26. República de Costa de Marfil; 27. República de Cuba; 28. República de Filipinas; 29. República de Fiyi; 30. República de Gambia; 31. República de Guinea; 32. República de Guinea Ecuatorial; 33. República de Guinea-Bisáu; 34. República de Haití; 35. República de Honduras; 36. República de Irak; 37. República de Kiribati; 38. República de la Unión de Myanmar; 39. República de Madagascar; 40. República de Malawi; 41. República de Malí; 42. República de Mozambique; 43. República de Nicaragua; 44. República de Palaos; 45. República de Ruanda; 46. República de Sierra Leona; 47. República de Sudán del Sur; 48. República de Surinam; 49. República de Tayikistán; 50. República de Trinidad y Tobago; 51. República de Uzbekistán; 52. República de Yemen; 53. República de Yibuti; 54. República de Zambia; 55. República de Zimbabue; 56. República del Chad; 57. República del Níger; 58. República del Sudán; 59. República Democrática de Santo Tomé y Príncipe; 60. República Democrática de Timor Oriental; 61. República del Congo; 62. República Democrática del Congo; 63. República Democrática Federal de Etiopía; 64. República Democrática Popular Lao; 65. República Democrática Socialista de Sri Lanka; 66. República Federal de Somalia; 67. República Federal Democrática de Nepal; 68. República Gabonesa; 69. República Islámica de Afganistán; 70. República Islámica de Irán; 71. República Popular de Bangladés; 72. República Popular de Benín; 73. República Popular Democrática de Corea; 74. República Socialista de Vietnam; 75. República Togolesa; 76. República Unida de Tanzania; 77. Territorio Británico de Ultramar Islas Pitcairn, Henderson, Ducie y Oeno; 78. Tristán da Cunha; 79. Tuvalu; 80. Unión de las Comoras.

Además, dicho artículo establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Hacienda cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

En cuanto a las jurisdicciones de baja o nula tributación, la Ley de Impuesto a las Ganancias las define como aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al sesenta por ciento (60%) de la alícuota mínima contemplada en la escala del primer párrafo del Artículo 73 de esa ley (es decir, inferior al 15%). El Artículo 25 del decreto reglamentario de la Ley del Impuesto a las Ganancias, precisó que a los fines de determinar el nivel de imposición al que alude la definición de jurisdicciones de baja o nula tributación, deberá considerarse la tasa total

de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido. También establece que por “régimen tributario especial” se entenderá toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta corporativa vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

Convenios para Evitar la Doble Imposición

Argentina posee convenios para evitar la doble imposición vigentes con varios países (Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza, Emiratos Árabes Unidos, Uruguay y Qatar). Los convenios firmados con China, Luxemburgo, Austria, Japón y Turquía no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto. Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia entre Argentina y los Estados Unidos. Fue sometido a tratamiento legislativo un Proyecto de Ley que aprueba la "*Convención multilateral para aplicar las medidas relacionadas con los tratados fiscales para prevenir la erosión de las bases imponibles y el traslado de beneficios*" firmado en el marco de la OCDE, cuya aprobación modificará los convenios vigentes con 17 jurisdicciones.

Los inversores deberán considerar el tratamiento aplicable bajo los mencionados convenios según su situación particular.

EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES CONSULTAR CON SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR.

Declaración por parte de expertos

No se ha incluido en el Prospecto ninguna declaración o informe atribuido a personas ajenas a la Sociedad.

Documentos a disposición

El presente Prospecto y los estados financieros incluidos en el mismo se encuentran a disposición de los interesados en las oficinas ejecutivas de la Emisora ubicadas en Carlos M. Della Paolera 299, Piso 16 (C1001ADA), Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en su página web (www.tecpetrol.com) y en la página web de la CNV <https://www.argentina.gob.ar/cnv> en el ítem Información Financiera. Asimismo, se encontrarán a disposición en los mercados donde estén listadas o se negocien las Obligaciones Negociables (entre ellos, sin limitación, en el caso del MAE: www.mae.com.ar y en el caso de BYMA: www.bolsar.info).

EMISORA
TECPETROL S.A.

Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, Piso 16° (C1001ADA)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires Argentina

ASESORES LEGALES
FINMA S.A.I.F.

Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, Piso 16° (C1001ADA)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires Argentina

AUDITORES

Price Waterhouse & Co. S.R.L.
Boucharde 557 – Piso 8° (C1106ABG)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires Argentina



JUAN JOSE MATA