



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 y la prórroga de vigencia del Programa, 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 DI-2022-7-APN-GE#CNV de fecha 21 de abril de 2022. 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 les 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 aquélla 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 20% de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre la misma, no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o no figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

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 21 de enero de 2022, 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/site/download?file=Yh3lmORMF2lapi22RiSIXIy0kli95mlN.pdf>.

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.

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 27 de abril de 2022

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.

Presentación de información financiera

Los Estados Financieros Auditados de la Emisora por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 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;
- 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, el caso de la pandemia del “COVID – 19”, 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 Art. 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 once 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 2021 en áreas operadas por Tecpetrol fueron en promedio 2.535 m³/día de petróleo y 15.260 Mm³/día de gas (correspondiendo a la Sociedad 1.721 m³/día y 13.797 Mm³/día de petróleo y gas respectivamente), y representa un incremento del 13% en petróleo y 12% en gas, respecto al año anterior.

Al 31 de diciembre de 2021, las reservas probadas de gas y petróleo de acuerdo a las participaciones de la Sociedad, conforme a las certificaciones presentadas a la Secretaría de Energía ascienden a 82,95 millones de m³ equivalentes de petróleo en Argentina.

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 Ranqueles y Loma Ancha).

El segundo segmento comprende la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales, encontrándose dentro de (i) la Cuenca del Noroeste, las áreas Aguargüe 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 2021 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 USD 135 millones deben realizarse hasta el 31 de diciembre de 2023
	Gran Bajo Oriental	Perforación de dos pozos exploratorios antes de junio de 2022 (US\$ 9,1 millones)
	MLO-124	Estudios de sísmica 3D en el 100% del bloque, realización de sísmica 3D y compra de sísmica antes del 18/10/25
Neuquina	Agua Salada	Perforación de 1 pozo de avanzada por US\$ 4,2 millones a realizarse antes de 2025
	Los Bastos	Inversiones exploratorias por US\$ 10.85 millones a realizarse hasta el año 2026 fuera del lote de explotación (*).
	Loma Ancha	Perforación de 1 pozo exploratorio de rama lateral de al menos 1.500 metros con 20 etapas como mínimo de estimulación hidráulica de tipo no convencional y ensayo de producción de al menos 2 meses para evaluar productividad de la formación Vaca Muerta a realizarse antes del 30 de septiembre de 2022 (**).
	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 diciembre 2022 (4 pozos perforados, completos y con ensayo iniciado antes de julio 2022) (***)).
	Los Toldos II Este	Inversiones del Plan Piloto consistentes en la perforación y terminación de 3 pozos, infraestructura y otras inversiones hasta diciembre 2022 (3 pozos perforados, completos y con ensayo iniciado antes de septiembre 2022) (**) (***)).

(*) 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.

(**) A la fecha de este Prospecto, Tecpetrol se encuentra negociando el plazo del compromiso con la provincia del Neuquén.

(***) A la fecha de este Prospecto, las inversiones correspondientes a la perforación de 3 pozos 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 por aproximadamente USD 451 millones en la Cuenca Neuquina, USD 13 millones para el primer trimestre de 2021 y a razón de USD 29,2 millones a partir del segundo trimestre de 2021, a ejecutarse durante los años 2021 a 2024, que incluye el mantenimiento en actividad de 0,85 equipos de perforación promedio por trimestre.

Al 31 de diciembre de 2021, Tecpetrol lleva ejecutados USD 298,01 millones. Asimismo, Tecpetrol comprometió una curva de producción de hasta 14,2 MMm³/d para la cuenca hasta el año 2024 y en materia de contratación de mano de obra local, regional y nacional, la Sociedad asumió el compromiso de un incremento proporcional, hasta el año 2024, del componente argentino en las contrataciones asociadas a plan de inversiones comprometido. Por otra parte, bajo los contratos celebrados para el suministro de gas natural con las licenciatarias de distribución de gas natural, CAMMESA e IEASA bajo el referido Plan, se incluyeron cláusulas habituales de entregar o pagar por hasta 9,94 MMm³/d hasta diciembre 2024, con incrementos de 4,5 MMm³/d de mayo a septiembre de cada año.

Información adicional de las áreas: Por otra parte, en el siguiente cuadro se resume cierta información adicional al 31 de diciembre de 2021 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%	15/12/2021 (1)
	Loma Ranqueles	Permiso de Exploración	Neuquén	134,67	Tecpetrol SA (operador) Energicon SA GyP de Neuquén	65.00% 25.00% 10.00%	15/06/2020 (2)
	Los Bastos	Concesión de Explotación	Neuquén	367,86	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	Río Negro	650,60	Tecpetrol SA (operador) YPF SA	70.00% 30.00%	6/9/2025
	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
	Aguaragüe	Concesión de Explotación	Salta	2.585,87	YPF SA Tecpetrol SA (operador) Pampa Energía SA CGC SA Ledema SA	53.00% 23.00% 15.00% 5.00% 4.00%	14/11/2027

Cuenca del	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 SA Fomicruz SE	74.62% 16.38% 9.00%	29/05/2033
	Lomita de la Costa	Concesión de Explotación	Santa Cruz	10,21	Tecpetrol SA (operador) Alianza Petrolera SA Fomicruz SE	74.62% 16.38% 9.00%	29/05/2033
	Cerro Mangrullo	Concesión de Explotación	Santa Cruz	49,32	Tecpetrol SA (operador) Alianza Petrolera SA Fomicruz SE	74.62% 16.38% 9.00%	2/10/2037
	Gran Bajo Oriental	Permiso de Exploración	Santa Cruz	2.460,69	Tecpetrol SA	100.00%	04/06/2022
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%	18/10/25

- (1) 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 periodo exploratorio a diciembre de 2022. A la fecha de emisión del presente Prospecto se encuentra pendiente la publicación del decreto ministerial que formalice dicha acta.
- (2) En marzo de 2020, se efectuó la presentación formal del pedido de extensión del área bajo evaluación. A la fecha de emisión del presente Prospecto, se encuentra pendiente de aprobación por parte de la provincia del Neuquén
- (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.

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%), Aguaragüe 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 Aguaragüe. 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.

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.

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

Por último, 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.

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, ahora conocida como IEASA (Integración Energética Argentina S.A.).

En el mes de diciembre de 2006, el Congreso argentino 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 31 de octubre de 2014, el Congreso nacional promulgó la Ley N° 27.007, que modifica 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.

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 transcripto, 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.

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 Fé, 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 y se otorgó a Integración Energética Argentina S.A. una concesión de transporte sobre el referido gasoducto Presidente Néstor Kirchner.

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 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 fijo, 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, permitían 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 del 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 No. 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 / E2016 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.

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.

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.

A través del Decreto 1020/2020, de fecha 16 de diciembre de 2020, la intervención del ENARGAS fue extendida por el período de un año desde la fecha de vencimiento (31 de diciembre de 2020) o hasta que se complete la renegociación de la revisión de tarifas establecida por el mencionado decreto, aquello que suceda primero.

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). 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 DOS (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 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. A través del Decreto No. 756/2020, esta medida fue 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 podrá 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.

- (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.

- (iii) Se prorrogó la intervención del ENARGAS y del ENRE por el plazo de un año desde su vencimiento (es decir, desde el 31 de diciembre de 2020).

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 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.

En diciembre de 2021 el Gobierno dictó el Decreto N° 871/2021, mediante el cual se prorrogó la intervención del ENARGAS y el ENRE desde el 1° de enero de 2022, incluyendo mandas y designaciones, hasta el 31 de diciembre de 2022.

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.

A la fecha del presente Prospecto, el cuadro tarifario no ha sido publicado aún.

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. Tecpetrol 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 estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2021. El precio mínimo deberá ser 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, 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 Secretaria 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 registraci3n, aplicaci3n y designaci3n de dichos certificados.

Por medio de la Resoluci3n No. 144/2021 emitida por la Secretar3a de Energ3a, una serie de gu3as fueron establecidas para evitar pr3cticas desleales contra el Plan Gas.Ar en temas relacionados con empleados y la provisi3n directa de bienes y servicios en nombre de los peque1os y medianos negocios y empresas regionales.

Con fecha 3 de mayo de 2021, la Secretar3a de Energ3a emiti3 la Resoluci3n N° 375/2021 (complementada por la Resoluci3n N° 130/2021 del ENARGAS), por intermedio de la cual:

- i. Establece que los usuarios de la categor3a Servicio General P (usuarios residenciales-dom3sticos y las usuarias residenciales-dom3sticas y de aquellos usuarios no dom3sticos o aquellas usuarias no dom3sticas sin cantidades contractuales m3nimas, o sin contratos) que adquieren el gas natural directamente a productores y comercializadores, podr3n 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 contrataci3n de su abastecimiento de gas natural a trav3s de un productor o comercializador, as3 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 a celebrar contratos con las prestadoras del servicio p3blico de distribuci3n de gas por redes respecto de los vol3menes que resulten bajo la modalidad de servicio completo.

El 8 de junio de 2021 fue publicada en el Bolet3n Oficial la Resoluci3n N° 507/2021 de la Secretar3a de Energ3a, que aprob3 una erogaci3n con car3cter de asistencia econ3mica transitoria a las subdistribuidoras listadas en el Anexo de la Resoluci3n.

La asistencia econ3mica transitoria consistir3 en el reconocimiento del 25% de la facturaci3n que en concepto de compra de gas natural –neto de impuestos- abonen mensualmente las subdistribuidoras alcanzadas por la Resoluci3n, durante el per3odo 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 deber3n presentar la documentaci3n 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 Resoluci3n N° 507/2021 fue complementada por la Disposici3n N° 6/2021 de la Subsecretar3a de Hidrocarburos (modificada por la Disposici3n N° 9/2021 del mismo organismo) que estableci3 la documentaci3n que deb3an presentar las subdistribuidoras para acceder a la asistencia econ3mica transitoria, y la forma en que esa asistencia ser3a distribuida.

Posteriormente, por medio de la Resoluci3n N° 950/2021 de la SE, se aprob3 -en el marco de lo dispuesto en la Resoluci3n N° 507/2021- una erogaci3n con car3cter de asistencia econ3mica 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.

A la fecha de este Prospecto, no se ha publicado en nuevo cuadro tarifario.

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 aquéllas 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 No. 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”.

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.

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, promulgada 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° 249/2021 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.

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 191.000 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 incluye al 31 de diciembre de 2021, principalmente, la perforación de 122 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 2021 la inversión en Fortín de Piedra superaba los US\$ 2.400 millones. Las entregas de gas en 2021 fueron de 12,6 millones de m³/d en promedio, alcanzando un pico de 18 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 52.000 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 cinco 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 y Punta Senillosa (Los Bastos), más dos permisos de exploración en áreas no convencionales: Loma Ancha y Loma Ranqueles. 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 Ranqueles y Loma Ancha).

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., 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 31/12/21 (4)		Producción Diaria Promedio Neta en 2021	
					Petroleo (Mm3)	Gas (MMm3)	Petroleo (m3/d)	Gas (Mm3/d) (5)
Cuenca Neuquina	Fortín de Piedra	Tecpetrol SA	100,00%	30/06/2051	4.540	73.564	718	13.803
	Punta Senillosa	Tecpetrol SA	100,00%	30/06/2051	32	336	20	189
	Loma Ancha	Tecpetrol SA (operador) GyP de Neuquén	95,00% 5,00%	15/12/2021 (1)	-	-	-	-
	Loma Ranqueles	Tecpetrol SA (operador) Energicon SA GyP de Neuquén	65,00% 25,00% 10,00%	15/06/2020 (2)	-	-	-	-
	Los Bastos	Tecpetrol SA	100,00%	1/10/2026	66	84	81	80
	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	-	-	-	-
	Agua Salada	Tecpetrol SA (operador) YPF SA	70,00% 30,00%	6/9/2025	118	392	265	615
Cuenca del Noroeste	Los Toldos I Sur	ExxonMobil Exploration Argentina SA (operador) Tecpetrol SA GyP de Neuquén	80,00% 10,00% 10,00%	9/3/2052	9	25	10	32
	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	66	181	48	71
Cuenca del Golfo San Jorge	Ramos	Pluspetrol SA (operador) Tecpetrol SA YPF SA	33,00% 25,00% 42,00%	21/01/2026	21	239	20	222
	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)	2.887	293	577	34
	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)	93	2	10	-
	Estancia La Mariposa	Tecpetrol SA (operador) Alianza Petrolera SA Fomicruz SE	74,62% 16,38% 9,00%	29/05/2033	-	-	1	44
	Lomita de la Costa	Tecpetrol SA (operador) Alianza Petrolera SA Fomicruz SE	74,62% 16,38% 9,00%	29/05/2033	-	-	-	-
	Cerro Mangrullo	Tecpetrol SA (operador) Alianza Petrolera SA Fomicruz SE	74,62% 16,38% 9,00%	2/10/2037	-	-	-	-
Cuenca Marina Malvinas	Gran Bajo Oriental	Tecpetrol SA	100,00%	4/6/2022	-	-	-	-
	MLO-124	ENI Argentina Exploración y Explotación SA (operador) Mitsui E&P Argentina S.A. Tecpetrol SA	80,00% 10,00% 10,00%	18/10/2025	-	-	-	-

(1) 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 periodo exploratorio a diciembre de 2022.

(2) En marzo de 2020, se efectuó la presentación formal del pedido de extensión del área bajo evaluación. A la fecha de emisión del presente Prospecto, se encuentra pendiente de aprobación por parte de la provincia del Neuquén

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

(5) 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 Ranqueles y Loma Ancha, 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 2021, como la evolución de la producción diaria promedio neta en los últimos tres años.

Cuenca	Área	Pozos en Producción a Dic- 21	Producción Diaria Promedio Neta								
			2021			2020			2019		
			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)
NEUQUINA	Fortín de Piedra	88	718	13.803	14.521	559	11.812	12.370	695	14.643	15.338
	Loma Ancha	-	0	0	0	-	-	-	0	-	0
	Loma Ranqueles	-	0	0	0	-	-	-	-	-	-
	Los Toldos I Sur	5	10	32	42	22	55	77	11	18	29
	Los Toldos II Este	-	0	0	0	0	-	0	3	-	3
	Los Toldos I Norte	-	0	0	0	-	-	-	-	-	-
	Los Bastos	48	81	80	161	58	90	149	73	92	166
	Punta Senillosa	23	20	189	209	26	233	259	29	295	324
	Agua Salada	63	265	615	880	202	501	703	196	576	772

(*) Entregas de Gas a 9300 Kcal/m³

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 2021 la inversión en el área Fortín de Piedra superaba los US\$ 2.400 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 yacimiento Punta Senillosa (yacimiento Punta Senillosa y Las Chivas).

- 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 hidrocarburíferas 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.

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 perforaron los 3 pozos previstos en el Plan Piloto los que se espera completar e iniciar su producción en el tercer trimestre de 2022.

Loma Ranqueles

Por Decreto N° 224/06 se otorgaron los derechos de exploración y explotación de hidrocarburos sobre el área Loma Ranqueles a la empresa Hidrocarburos del Neuquén S.A. El 16 de agosto de 2007, dicha empresa suscribió con Raiser S.A. un contrato de unión transitoria de empresas denominado “UTE HIDENESA-RAISER-LOMA RANQUELES”.

El 2 de septiembre de 2008, Hidrocarburos del Neuquén S.A. autorizó a Raiser S.A. a ceder a la empresa Americas Petrogas Argentina S.A. (quien fuera posteriormente absorbida por Tecpetrol S.A.) el 50% de su participación en la UTE referida en el párrafo precedente.

Por Decreto N° 436/09, se autorizó a Hidrocarburos del Neuquén S.A. a ceder su posición contractual en la UTE a favor de Gas y Petróleo del Neuquén S.A.

Mediante Decreto Provincial N° 2566/15, se aprobó una adenda en virtud de la cual, entre otras cosas, se decidió: (i) readecuar el periodo exploratorio del contrato de UTE, estableciendo un periodo de exploración que estará integrado por un periodo Básico de Exploración de 4 años para el primer periodo y de 4 años para el segundo periodo, finalizando en consecuencia el plazo del periodo Básico de Exploración el 15 de junio de 2017; (ii) aprobar la cesión del 25% de participación de Americas Petrogas Argentina S.A. a favor de Energicon S.A.

En el marco de la UTE “Gas y Petróleo del Neuquén S.A. -Americas Petrogas Argentina S.A.- Energicon S.A.-Loma Ranqueles”, con fecha 21 de junio de 2017, Gas y Petróleo del Neuquén S.A., la titular de los derechos de exploración del área de Loma Ranqueles, solicitó el encuadramiento como Lote Bajo Evaluación de toda la superficie del área aludida por un periodo de 3 años. La referida solicitud fue aprobada mediante Decreto N° 307/18, disponiéndose que la finalización del referido periodo de evaluación finalizará el 15 de julio de 2020, comprometiéndose los miembros de la UTE a realizar la perforación con terminación no convencional de un pozo horizontal de mínimo de rama horizontal de 1500 metros a realizarse dentro de los dos primeros años del periodo solicitado, y su correspondiente ensayo antes de la finalización, es decir, antes del 15 de junio de 2020. Dicho compromiso se cumplió oportunamente en tiempo y forma. En marzo de 2020, se efectuó la presentación formal del pedido de extensión del área bajo evaluación. A la fecha de emisión de los Prospecto, se encuentra pendiente de aprobación por parte de la provincia del Neuquén.

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. A la fecha de emisión del presente Prospecto se encuentra pendiente la publicación del decreto ministerial que formalice dicha acta.

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 2021, así como la evolución de la producción diaria promedio neta en los últimos tres años.

Cuenca	Área	Pozos en Producción a Dic- 21	Producción Diaria Promedio Neta								
			2021			2020			2019		
			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	341	577	34	611	539	34	573	676	61	738
	La Tapera-Puesto Quiroga	8	10	0	10	11	0	11	15	-	15
	Estancia La Mariposa	7	1	44	46	2	68	70	3	90	93
	Lomita de la Costa	-	0	0	0	0	0	0	-	-	-
	Cerro Mangrullo	-	0	0	0	0	0	0	-	-	-

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. En el área El Tordillo se espera parcialmente durante el 2022 incorporar un segundo taladro de perforación. Durante el 2022 también planea perforar un pozo exploratorio en La Tapera Puesto Quiroga

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.

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). Se trabaja en la construcción de las localizaciones y se espera iniciar la perforación de pozos el segundo trimestre del 2022 para cumplir con los compromisos del primer periodo 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 2021, como la evolución de la producción diaria promedio neta en los últimos tres años.

Cuenca	Área	Pozos en Producción a Dic- 21	Produccion Diaria Promedio Neta								
			2021			2020			2019		
			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	48	71	119	60	96	156	49	106	154
	Ramos	11	20	222	242	21	239	260	21	231	253

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.

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 Período 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.

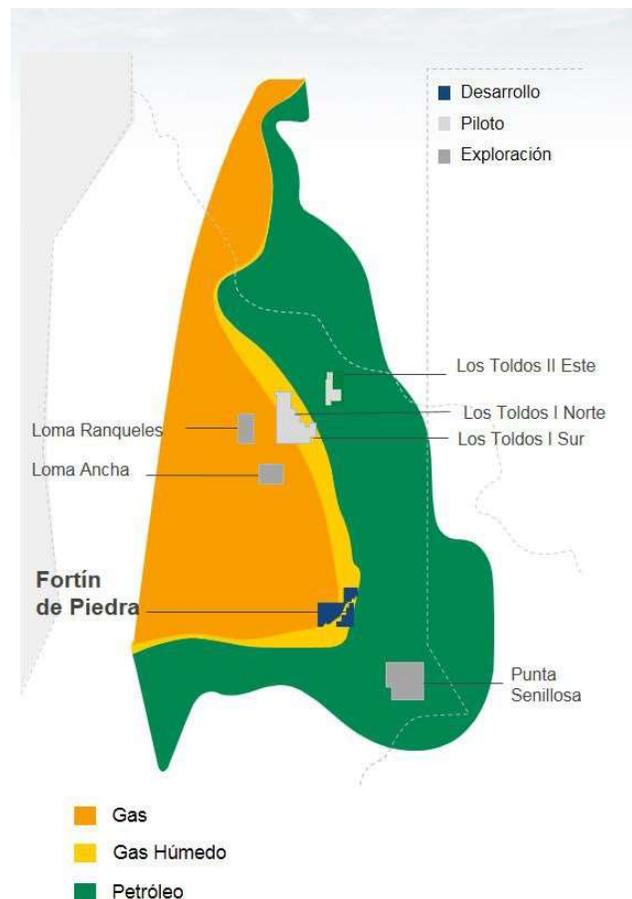
De acuerdo con la experiencia registrada en las cuencas de *shales* de los Estados Unidos de América —que tienen varias ventanas de fluidos— las áreas más rentables en aquel contexto de precios se encuentran en la franja de *wet gas*.

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 cinco 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 y Punta Senillosa (Los Bastos), más dos permisos de exploración en áreas no convencionales: Loma Ancha y Loma Ranqueles.

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 2021, la compañía llevaba invertidos en Fortín de Piedra US\$ 2.400 millones, y su producción de gas representaba el 10% de la producción nacional y más del 15% de la producción de la cuenca neuquina.

Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales

Para mayor información sobre el Programa, 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.

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

Para mayor información sobre el Programa, véase “Capítulo V. Información Sobre La Emisora - b) Descripción del sector donde la Emisora desarrolla su actividad- Plan de promoción de la producción del Gas Natural Argentino—esquema de oferta y demanda 2020-2024 (Plan Gas.Ar)” del presente Prospecto.

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	Alicuota	
				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%
	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).

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%

Reservas Probadadas 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, y que se presenta anualmente a la autoridad competente (Secretaría de Energía), son las que se detallan a continuación:

	al 31-Dic-2021			al 31-Dic-2020			al 31-Dic-2019		
	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	118	392	510	139	446	585	188	645	832
Aguaragüe	66	181	247	86	237	322	96	280	376
Cerro Mangrullo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
El Tordillo	2.887	293	3.180	2.875	315	3.190	2.950	382	3.332
Estancia La Mariposa	-	-	-	-	-	-	1	51	53
Fortín de Piedra	4.540	73.564	78.104	4.210	69.504	73.714	4.269	62.171	66.440
Gran Bajo Oriental	-	-	-	-	-	-	-	-	-
La Tapera - Puesto Quiroga	93	2	95	94	2	96	89	1	90
Loma Ancha	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Loma Ranqueles	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lomita de la Costa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Los Bastos	66	84	150	64	106	170	60	107	167
Los Toldos I Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Los Toldos I Sur (*)	9	25	34	15	46	61	19	46	65
Los Toldos II Este	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MLO-124 (*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Punta Senillosa	32	336	368	42	407	449	35	393	428
Ramos (*)	21	239	260	29	291	320	30	318	348
Total Argentina	7.834	75.116	82.949	7.554	71.353	78.907	7.737	64.394	72.131

(*) 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

Actualmente la Sociedad vende la mayor parte de su petróleo crudo al mercado interno mediante distintos acuerdos de venta. Solo cuando se producen excedentes de producción no demandados por el mercado doméstico, se pueden realizar exportaciones de petróleo crudo, por lo que la sociedad ha exportado durante 2019, 2020 y 2021 cargamentos spot de petróleo Escalante cada 2 o 3 meses, dependiendo del volumen de producción y la demanda del mercado interno, y durante 2021, debido a la menor demanda del producto en el mercado interno, cargamentos spot de petróleo Medanita en los meses de junio, julio, agosto y noviembre del 2020 y cada 2 meses durante el 2021, en función de la demanda del mercado interno y volumen de producción. Las ventas de petróleo crudo al mercado doméstico se realizan mediante contratos por períodos cortos de entre uno y cuatro meses. La Sociedad analiza de manera continua las alternativas de venta y sus variantes logísticas de modo de optimizar el resultado neto de sus ventas de petróleo.

En el ejercicio 2021 el 42% de la producción de crudo fue destinada a refinerías del mercado local y el 58% restante se exportó con destino a Estados Unidos, y en menor medida a Emiratos Árabes Unidos, Países Bajos y Brasil, mientras que durante el ejercicio 2020, el 47% de la producción de crudo fue destinada a refinerías del mercado local y el 53% restante se exportó a Estados Unidos, Francia, Singapur y Chile. En 2021 los principales clientes de petróleo de la Emisora en el mercado interno fueron Raizen Argentina S.A., Trafigura Argentina S.A. y Refinor S.A.

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.

Venta de Gas:

En forma adicional a la producción de gas de propiedad de Tecpetrol proveniente de los yacimientos en los cuales posee participación, también comercializa gas en su carácter de comercializador de gas natural inscripto en el Registro de Comercializadores y Contratos de Comercialización del ENARGAS mediante la Resolución 16/2018 bajo el régimen de la Resolución ENRG N° 421/97 (t.o. Resolución ENRG N° 478/97).

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, Los Toldos I Sur y Fortín de Piedra;
- los yacimientos de la Cuenca del Golfo San Jorge: El Tordillo y Estancia La Mariposa.

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 cuatro años, parcialmente contractualizado con los Productores de gas natural a raíz de la implementación del “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024” en adelante Plan Gas.Ar. Tecpetrol participó y se adjudicó volúmenes para suministrar a este segmento en las tres rondas del Plan Gas Ar. y para ello mantiene contrato con las Licenciatarias de Distribución como con Integración Energética Argentina S.A.
- 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 cuatro años ii) con acuerdos de venta en condición interrumpible a precio de referencia 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 GasAr 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.
- 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 uno o dos años

de duración, 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. Los mismos, tanto firmes como interrumpibles, deben ser aprobados por la Secretaría de Recursos Hidrocarbúricos 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., Acindar Industria Argentina de Aceros S.A., Compañía MEGA S.A., PBB Polisur S.R.L., 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 Integración Energética Argentina S.A. En cuanto al mercado de exportación, se cuentan entre sus principales clientes a Enel Generación Chila S.A., Colbún S.A., GM Holdings S.A. y Aprovechadora Global de Energía S.A. Durante el período comprendido entre enero y diciembre de 2021, los ingresos de Tecpetrol correspondieron aproximadamente en un 29% a usuarios industriales y comercializadores de gas natural, 3% a usuarios de GNC, 33 % a licenciatarias del servicio de distribución, un 38% a generadoras de energía eléctrica, y un 2% a clientes de exportación, sin considerar las compensaciones de la Resolución 46-E/2017.

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.

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 a cargo de los clientes finales o de los intermediarios que les suministran dicho servicio. La producción proveniente de las áreas de explotación Aguaragüe y Ramos, de la Cuenca Noroeste, ingresa por el Gasoducto Norte; el gas de las áreas Los Bastos, Agua Salada y Punta Senillosa, 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 las áreas El Tordillo y Estancia La Mariposa, de la Cuenca del Golfo de San Jorge, son inyectados 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, el nuevo gobierno tuvo que hacer frente a la pandemia de Covid-19 imponiendo una serie de medidas que afectaron y podrían seguir afectando 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 se mantiene alta y podría continuar en niveles similares, si bien el PBI argentino creció un 11,9% en 2021, 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 2021 fue de 7%), 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 incertidumbre acerca de la aprobación del Directorio Ejecutivo del FMI del acuerdo aprobado por el Congreso, la imposibilidad de la Argentina de acordar con el Club de París, 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.

Los resultados de las elecciones legislativas generan incertidumbre en el escenario económico y político argentino y, en consecuencia, en el negocio de la Compañía.

En las elecciones legislativas generales que se llevaron a cabo el 14 de noviembre de 2021, el partido opositor “Juntos por el Cambio”, obtuvo el 42,38% de los votos, mientras que el frente del oficialismo denominado “Frente de Todos”, obtuvo el 32,93% de los sufragios.

Como resultado de dichas elecciones, el oficialismo perdió su control en el Senado, donde tenía quórum propio y perdió el control de la primera minoría en la Cámara de Diputados. El 10 de diciembre de 2021 los diputados y senadores electos asumieron sus bancas.

Por su parte, a nivel provincial y municipal también hubo elecciones legislativas. En varios distritos el partido oficialista a nivel nacional perdió por grandes diferencias frente al frente opositor.

El impacto de las elecciones y el efecto que pueden tener en el escenario económico y político argentino es incierto. En esta línea, como resultado de la pérdida de mayoría en el Congreso se rechazó el proyecto de ley de presupuesto para el ejercicio 2022 presentado por el oficialismo, lo cual dio lugar a la prórroga del presupuesto 2021 mediante decreto del Poder Ejecutivo. La Compañía no puede garantizar que los programas y políticas actuales que aplican al sector energético tanto a nivel provincial como nacional continuarán en vigencia en el futuro. Además, la Compañía no puede asegurar que el desenvolvimiento económico, regulatorio, social y político de Argentina luego de las elecciones no afectará el negocio, las condiciones financieras o los resultados de las operaciones 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.

En adición a las medidas adoptadas para paliar los efectos de la pandemia provocada por el COVID-19, desde que entró en funciones, la administración de Alberto Fernández anunció e implementó varias reformas económicas y políticas, incluyendo, sin limitación, las siguientes:

• Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva. Tarifas. Con fecha 23 de diciembre de 2019 entró en vigencia la Ley Nro. 27.541 denominada de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (la “Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva”) que, entre otras cuestiones, declaró la emergencia en materia energética hasta el 31 de diciembre de 2020 y dispuso el congelamiento por 180 días de los cuadros tarifarios de electricidad y gas natural. Asimismo, se estableció la intervención de los entes reguladores de la electricidad y gas, Ente Nacional Regulador de la Electricidad y Ente Nacional Regulador del Gas (“ENRE” y “ENARGAS, respectivamente) por un año y se sujetó a la competencia de dicho órgano a las distribuidoras Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte Sociedad Anónima y Empresa Distribuidora Sur (“EDENOR” y “EDESUR”), que habían sido transferidas a la Ciudad y a la Provincia de Buenos Aires. El congelamiento de tarifas de electricidad y gas natural fue posteriormente prorrogado por 180 días adicionales a través del Decreto N° 543/2020 y prorrogado en último lugar mediante el DNU N° 1020/2020 por 90 días corridos o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes del Régimen Tarifario de Transición para los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y energía eléctrica que estén bajo jurisdicción federal, lo que ocurra primero, con los alcances que en cada caso corresponda. El 14 de marzo de 2021, el ENRE habilitó el Registro de Participantes para las Audiencias Públicas en el marco del proceso de revisión tarifaria integral convocada a través de las Resoluciones N° ENRE N° 53/2021, 54/2021, 55/2021, 56/2021 y 57/2021. A través de las Resoluciones ENRE N° 106/2021 y 107/2021, el ENRE definió un incremento para el año 2021 del 9% de la tarifa promedio de los usuarios de Edenor y Edesur. El 10 de agosto de 2021, el ENRE habilitó con las Resoluciones N° 262/2021 y 263/2021 el aumento de tarifas para grandes usuarios de energía eléctrica. El 3 de noviembre de 2021, mediante la Resolución N° 1029/2021 de la Secretaría de Energía, se determinó el congelamiento de la tarifa eléctrica mayorista hasta fines de abril de 2022. Dicha medida estableció un precio de referencia para las empresas distribuidoras de energía eléctrica hasta el fin de verano y el Estado Nacional será quien cubra con subsidios la diferencia entre el costo de generación de electricidad y el precio de referencia.

- Emergencia Ocupacional. A través del DNU N° 34/2019, de fecha 13 de diciembre de 2019, la actual administración declaró la emergencia pública en materia ocupacional por el término de 180 días, posteriormente prorrogada en forma sucesiva por los decretos N° 528/2020, N° 961/2020 y N° 39/2021 y N° 886/2021, hasta el 30 de junio de 2022. Asimismo, el Estado Nacional dispuso que en caso de producirse un despido sin justa causa, el trabajador tendrá derecho a percibir el doble de la indemnización legal (estas disposiciones no aplican a las relaciones laborales iniciadas en el sector privado a partir del día 14 de diciembre de 2019). El Decreto N° 413/2021, además, prorrogó la prohibición de efectuar despidos o suspensiones sin justa causa y por las causales de falta o disminución de trabajo y fuerza mayor hasta el 31 de diciembre de 2021. El 24 de diciembre de 2021 el Estado Nacional dictó el Decreto N° 886/2021, el cual, con el objetivo de establecer una reducción gradual de la doble indemnización por despidos sin causa, dispuso un incremento equivalente al 75% de la indemnización legal en caso de despido sin causa con efectos desde el 1° de enero al 28 de febrero de 2022, un incremento equivalente al 50% de la indemnización correspondiente entre el 1° de marzo y el 30 de abril de 2022, y un incremento equivalente al 25% de la indemnización correspondiente entre el 1° de mayo y el 30 de junio de 2022. En ningún caso la compensación adicional prevista por el Decreto N° 866/2021 podrá exceder los \$500.000. Estas y otras medidas que podrían ser adoptadas en materia laboral, principalmente aquellas tendientes a aumentar los salarios u otorgar beneficios adicionales a los empleados, podrían generar un efecto adverso en el sector privado y específicamente en los resultados de las operaciones de la Compañía.

- 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.

- Reestructuración de la deuda pública bajo ley extranjera. Con fecha 12 de febrero de 2020, el

Congreso de la Nación aprobó la Ley N° 27.544 de Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública Emitida bajo Ley Extranjera, en virtud de la cual, entre otras cuestiones, se delegó y autorizó al Poder Ejecutivo la posibilidad de efectuar operaciones tendientes a otorgar sustentabilidad a la deuda emitida bajo legislación extranjera, delegando en el Poder Ejecutivo los medios necesarios para la consecución de ello. Con fecha 4 de agosto de 2020, el Gobierno Nacional informó haber llegado a un acuerdo de reestructuración de la deuda con ciertos tenedores de bonos. Con fecha 28 de agosto de 2020 cerró el período para manifestar el consentimiento a la oferta presentada por el Estado Nacional. El 31 de agosto de 2020 la actual administración anunció que la oferta obtuvo el 93,55% de aceptación, lo que permitió el canje del 99% de los bonos a ser reestructurados. Asimismo, con fecha 22 de junio de 2021, el Estado Nacional anunció haber llegado a un acuerdo con el Club de París, a través del cual se acordó el pago del 18% de la deuda con vencimiento el 31 de mayo de 2021, en dos cuotas pagaderas durante el tercer cuatrimestre de 2021 y el primer cuatrimestre de 2022, y la prórroga del vencimiento del restante 82% al 31 de marzo de 2022. Paralelamente, el Estado Nacional anunció haber llegado a un entendimiento para refinanciar el Préstamo Stand-by con el FMI. Dicho entendimiento comprende ciertos compromisos y metas económicas y fiscales por parte del Estado Nacional, tales como la eliminación del déficit fiscal para 2025 (previendo una reducción escalonada, alcanzando el 2,5% en 2022, 1,9% en 2023 y 0,9% 2024). Asimismo, comprende el otorgamiento de un nuevo préstamo (el “Nuevo Préstamo del FMI”) a la Argentina bajo el cual se desembolsarán las sumas necesarias para realizar los pagos bajo el Préstamo Stand-by con el FMI y acumular reservas, con un perfil de vencimientos entre 2026 y 2034. Asimismo, se prevé que los desembolsos bajo el Nuevo Préstamo del FMI se encontrarán sujetos al resultado de las revisiones trimestrales que realizará el FMI respecto al cumplimiento de la Argentina de los compromisos y metas económicas y fiscales asumidas. A la fecha de este Prospecto, el Estado Nacional, junto con el FMI, han llegado a un acuerdo a nivel de personal técnico que ha sido aprobado Congreso Nacional y espera su aprobación definitiva por parte del Directorio Ejecutivo del FMI que se reunirá el 25 de marzo para analizar la solicitud de Argentina de un programa de respaldo. En el supuesto 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. Ver “–Los resultados de las elecciones legislativas generan incertidumbre en el escenario económico y político argentino y, en consecuencia, en el negocio de la Compañía.” del presente Prospecto.

• 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 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.

• **Proyecto de Reforma Judicial.** El 29 de julio de 2020 el Poder Ejecutivo anunció un proyecto de ley de reforma judicial que consiste en incrementar el número de tribunales federales mediante la creación de 23 nuevos tribunales federales y la fusión del circuito penal federal con el circuito penal económico federal. Además, el proyecto de ley propuesto prevé la designación de un comité asesor integrado por expertos legales para asesorar al Poder Ejecutivo sobre el funcionamiento del Poder Judicial. El proyecto de ley fue aprobado por el Senado el 28 de agosto de 2020 y, a la fecha de este Suplemento de Precio, se encuentra pendiente de discusión en la Cámara de Diputados, aunque con pocas probabilidades de aprobación a partir de los cambios en la composición de la Cámara Baja y la falta de acuerdos. Ver “–Los resultados de las elecciones legislativas generan incertidumbre en el escenario económico y político argentino y, en consecuencia, en el negocio de la Compañía.” del presente Prospecto.

A la fecha de este Suplemento de Precio, 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.

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

- mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a “iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las leyes 24.065, 24.076 y demás normas concordantes”, a partir de la vigencia de la ley y por un plazo máximo de hasta 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. El congelamiento de tarifas de electricidad y gas natural fue posteriormente

- prorrogado por 180 días adicionales a través del Decreto 543/2020. El 17 de diciembre de 2020, a través del Decreto N° 1020/2020, el Gobierno Nacional extendió por otros 90 días la suspensión de aumentos de tarifas; estableció el comienzo de una renegociación de las tarifas de gas natural y electricidad bajo jurisdicciones federales, y extendió la intervención de las autoridades regulatorias y la transferencia de jurisdicción de las compañías de distribución de electricidad;
- intervenir administrativamente al Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“ENRE”) y al Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) por el término de 1 año; y facultó nuevamente al Poder Ejecutivo Nacional a fijar derechos de exportación de hidrocarburos, para mayor información, 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.

En materia fiscal, las principales medidas son:

- plan de regularización de obligaciones tributarias para MiPyMEs;
- aumento de alícuotas de impuesto a los bienes personales y faculta al Poder Ejecutivo Nacional a fijar alícuotas superiores para activos financieros situados en el exterior;
- en lo que respecta al impuesto a las ganancias, entre otros cambios, se cambia el método de imputación de ajuste por inflación, se deroga a partir del 2020 el “Impuesto Cedular” aplicable sobre rendimientos producto de la colocación del capital en valores, se exime a los intereses por ciertos depósitos en entidades financieras (excluyendo los devengados por depósitos con cláusula de ajuste), a partir del período fiscal 2020 quedarán exentos del impuesto los resultados obtenidos por personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en el país por la compraventa, cambio, permuta o disposición de títulos públicos, obligaciones negociables y demás valores, en la medida que listen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV, y se suspende hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021 (en el proyecto figuraba la suspensión hasta el 31 de diciembre de 2020) la reducción de alícuota prevista en la Ley 27.430;
- se faculta al Poder Ejecutivo a aplicar derechos de exportación de hasta 33% para soja y derivados y del 15% para trigo y maíz. Los productos industriales y agroindustriales y los servicios tendrán un máximo del 5%. Respecto de los niveles vigentes al viernes 13 de diciembre de 2019, las retenciones a la soja pasaron de \$14,77 a \$19,74 por Dólar (+33,6%) y las de trigo y maíz de \$4 a \$ 8,97 por Dólar (+124,25 %). En virtud de ello, el Decreto N° 230/2020, publicado en el Boletín Oficial el 5 de marzo de 2020 y vigente desde la misma fecha, establece nuevos derechos de exportación y deja sin efecto los establecidos mediante los Decretos N° 1126/2017, 793/2018 y 31/2019. En este sentido, las retenciones a la soja (aceite, harina y granos) ascienden a un 33%, en el caso del trigo (granos) a un 12%, girasol (granos) a un 7%, y carne al 9%.
- creación del impuesto para una Argentina inclusiva y solidaria por un plazo de cinco (5) períodos fiscales sobre la compra de billetes y divisas en moneda extranjera para atesoramiento y el pago de la adquisición de bienes o prestaciones

y locaciones de servicios efectuadas en el exterior que se cancelen mediante tarjetas de crédito, que actualmente se encuentra entre la franja del 8% al 30%, dependiendo el tipo de operación en moneda extranjera; y como parte del paquete de medidas tendientes a reducir el déficit fiscal, dicha ley suspendió el sistema de ajuste jubilatorio por 180 días.

- como parte del paquete de medidas tendientes a reducir el déficit fiscal, dicha ley suspendió el sistema de ajuste jubilatorio por 180 días. Esta medida fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2020 mediante el Decreto N° 542/2020. El 29 de diciembre de 2020, el Congreso Nacional promulgó una ley que enmendó el régimen de movilidad jubilatoria.

Si bien han pasado casi dos años desde la sanción de la ley, sus efectos continúan siendo inciertos. 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 se contrajo durante los últimos dos años, y continúa siendo vulnerable e inestable a pesar de los esfuerzos del gobierno argentino por combatir la inflación y la inestabilidad cambiaria, tal como lo reflejan las siguientes condiciones económicas:

- La inflación continúa siendo alta y puede continuar en niveles similares 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 3,9% durante enero de 2022, de 4,7 durante febrero de 2022 y de 6,7 durante marzo de 2022;
- 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, y el PBI correspondiente a 2021 aumento un 11,9% respecto del año 2020. 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 tercer trimestre de 2021 fue de 9,0%;
- La pronunciada disminución en el nivel de recaudación del Fisco y de actividad económica como consecuencia de las medidas tomadas por el Gobierno Argentino para hacerle frente al COVID-19;
- y
- 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 2021 el peso se devaluó un 17,56%, el índice accionario S&P Merval de Buenos Aires terminó con un beneficio en pesos de 63%, luego de tres años consecutivos de caídas. El tipo de cambio nominal divisa mayorista al cierre de los ejercicios 2019, 2020 y 2021, fue de Ps. 59,89, 84,14 y 102,75 por cada Dólar, respectivamente.

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 y recientemente lo volvió a hacer con su deuda en 2019/2020. 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 mes de marzo de 2020, el gobierno argentino inició conversaciones con varios grupos de acreedores para discutir un camino para la sostenibilidad de la deuda de Argentina. Con respecto a los bonos internacionales de Argentina, en abril de 2020, el poder ejecutivo argentino aprobó la reestructuración de ciertos bonos globales elegibles emitidos bajo ley extranjera por hasta 65.000 millones de dólares (los "Bonos Elegibles") y presentó ante la SEC una oferta de canje de esos instrumentos por nuevos bonos. 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, tras lo cual se consumó el canje.

El 18 de agosto de 2020, el gobierno argentino ofreció a los tenedores de sus bonos en moneda extranjera regidos por la ley argentina canjear dichos bonos por nuevos bonos, en términos equitativos a los de la invitación realizada a los tenedores de bonos regidos por la ley extranjera.

El 18 de septiembre de 2020, Argentina anunció que habían participado tenedores que representaban el 98,80% del monto principal agregado en circulación de todas las series de bonos elegibles invitados a participar en la oferta de canje local. Sin embargo, sigue existiendo una alta probabilidad de que se produzca un nuevo incumplimiento, tal y como reflejan los precios de los swaps de incumplimiento de los bonos soberanos argentinos.

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.

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 primer desembolso se realizará luego de la aprobación del programa por parte del directorio del FMI. El resto de los desembolsos se hará luego de cada revisión. El repago de cada desembolso es de 10 años, con un periodo de gracia de 4 años y medio, comenzando a pagar la deuda a partir de 2026 y hasta 2034. Sin embargo, el acuerdo aún está sujeto a la aprobación por el Directorio Ejecutivo del FMI. A la fecha del presente Prospecto aún existe incertidumbre respecto a si el acuerdo tendrá la aprobación del Directorio Ejecutivo del FMI y cuales serán las consecuencias de las políticas llevadas adelante por el gobierno argentino para dar cumplimiento a dicho acuerdo.

A la fecha del presente Prospecto, si bien se ha logrado finalizar con éxito el canje de la deuda soberana bajo ley extranjera y reestructurar su deuda pública externa e interna, aún existe incertidumbre respecto a si el gobierno nacional tendrá éxito en renegociar su deuda con el Club de París, y a si el acuerdo con el FMI tendrá la aprobación del Directorio Ejecutivo del FMI. 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 y 17,56% en 2021.

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 50% 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 2017, el índice de inflación medido por el IPC del INDEC fue del 24,8%. El IPC para 2018 fue del 47,64%, el índice más alto registrado desde 1991, mientras que el IPC para 2019 fue de 53,8%, para 2020 fue de 36,1% y para 2021 fue de 50,99%. Adicionalmente, el IPC para el mes de enero y febrero de 2022 fue de 3,9% y 4,7%, 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 reparatoras 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.
- 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.

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 7422 “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 2022, por medio de la Comunicación “A” 7466), 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. A la fecha del presente Prospecto, las obligaciones negociables clase 1 emitidas en fecha 5 de diciembre de 2017 por la Compañía (las “**Obligaciones Negociables Clase 1**”) presentan vencimientos de capital que se podrían encontrar alcanzados por las disposiciones de la Comunicación “A” 7106 (conforme fuera prorrogado por la Comunicación “A” 7466). Debido a que los efectos de la Comunicación “A” 7106 han sido extendidos hasta el 31 de diciembre de 2022, la Compañía deberá negociar y presentar un plan de refinanciación del vencimiento de capital de las Obligaciones Negociables Clase 1 previsto para el 12 de diciembre de 2022. En este sentido, no existe ninguna garantía de que la Emisora pueda prorrogar vencimientos o refinanciar de otro modo su endeudamiento pendiente, o de que pueda serles exigido aceptar condiciones de refinanciación que puedan ser materialmente menos favorables que las actuales. Cualquier modificación o refinanciación de dicho endeudamiento de la Emisora podría dar lugar a tipos de interés más elevados y exigirles el cumplimiento de cláusulas restrictivas más gravosas, lo que podría tener un efecto material adverso sobre su actividad, su capacidad para cumplir con sus obligaciones de pago, su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

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.

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. 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.

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”. A la fecha, con respecto este régimen, y con el objeto de eliminar totalmente esta medida excepcional, el Gobierno Nacional estableció un esquema de reducción progresiva de la indemnización por despido. En efecto, el art. 2 del Decreto 886/21 publicado en el Boletín Oficial el día 24/12/2021, estableció un régimen de agravamiento indemnizatorio decreciente hasta su finalización con fecha 30 de Junio de 2022.

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.

Desde fines de 2017 y hasta abril de 2018, un índice de precipitaciones inferior al promedio durante varios meses provocó una gran sequía en Argentina que se presume ha sido la peor del país en los últimos 50 años. Los efectos de la sequía en la agricultura causaron importantes problemas económicos en el país ya que hubo importantes caídas en las cosechas. Se estima que el 202 se verá impactado por la sequía, pero no es posible determinar cuál será su magnitud y su efecto en la balanza de pagos del Banco Central. Si los precios internacionales de los productos básicos continúan disminuyendo u ocurriese cualquier factor climático futuro que pueda tener un efecto adverso en actividades productivas de la Argentina, la economía argentina podría verse

afectada negativamente. Además, las condiciones climáticas adversas pueden afectar la producción de productos básicos por parte del sector agrícola, que representa una parte significativa de los ingresos por exportaciones de la Argentina.

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. Si bien existe una instancia adicional para que Argentina presente el último recurso de revisión, el resultado de dicha instancia es incierto a la fecha del presente Prospecto.

Asimismo, en junio de 2019 se hizo público un reclamo ante el CIADI del grupo holandés ING, NNH y NNI *Insurance International* por la estatización decretada durante el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner del sistema de jubilación privada, realizada en 2008. Según lo informado por el CIADI en su sitio web la demanda es por US\$500 millones.

A la fecha del presente Prospecto, el resultado de estos casos es incierto. Los reclamos pendientes ante el CIADI y otros tribunales arbitrales podrían dar lugar a nuevos laudos en contra de Argentina, lo cual podría afectar la capacidad del Gobierno Argentino de acceder 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 2021 de *Transparency International*, que incluye un estudio de 180 países, la Argentina se ubicó en los puestos 96. En el “Informe de Hacer Negocios” (*Doing Business*) de 2019, 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 desamparamiento 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 2021 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 actualmente está atravesando un período de transición que finalizará el 31 de diciembre de 2020, cuyos 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.

Recientemente, 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 un conflicto bélico 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 del conflicto militar, 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 continuara teniendo, 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.

Finalmente, el coronavirus ha causado una disrupción social y de mercado significativa, lo que se espera que tenga un efecto adverso en la economía argentina. Véase “—*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*” a continuación. Durante 2019 y comienzos de 2020, la economía argentina se vio adversamente afectada por algunos de los factores mencionados, principalmente el proceso de renegociación de la deuda externa Argentina, la fluctuación de los precios de los *commodities* y las consecuencias derivadas del avance de la pandemia “COVID-19”.

No podemos asegurar que las condiciones a nivel internacional comiencen un rumbo de recuperación o continúen con tendencias negativas 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 para la salud pública similar, como el COVID-19 en curso, que ha tenido y puede seguir teniendo consecuencias adversas importantes para las condiciones económicas, financieras y comerciales globales, podría afectar material y adversamente nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones. Para mitigar el impacto de la pandemia de COVID-19, el gobierno argentino, como muchos otros, ha implementado a lo largo del tiempo diferentes grados de restricciones sociales obligatorias a la movilidad y bloqueos a negocios no esenciales.

El 13 de diciembre de 2021, a través de la decisión administrativa 1198/2021, se estableció por un plazo de vigencia indefinido que toda persona que haya cumplido los 13 años de edad y que asista a las actividades definidas como Actividades de Mayor Riesgo, o las que en el futuro se establezcan, deberá acreditar, a partir del 1° de enero de 2022, que posee un esquema de vacunación completo contra la COVID-19, aplicado al menos 14 días antes de la asistencia a la actividad o evento, exhibiéndolo ante el requerimiento de personal público o privado designado

para su constatación, y al momento previo de acceder a la entrada del evento o actividad. A través de la aplicación denominada “Cuidar”. Las actividades consideradas son: a) Los viajes grupales de egresados y egresadas, de estudiantes, jubilados y jubiladas, o similares; b) Las actividades en discotecas, locales bailables o similares que se realicen en espacios cerrados; c) Las actividades en salones de fiestas para bailes, bailes o similares que se realicen en espacios cerrados; y d) Eventos masivos organizados de más de 1000 personas que se realicen en espacios abiertos, cerrados o al aire libre.

El Decreto N° 867/2021, publicado en el Boletín Oficial el 24 de diciembre de 2021, prorrogó el Decreto N° 260/2020 mediante el cual se amplió la emergencia pública en materia sanitaria establecida por Ley N°27.541 con motivo de la pandemia del Covid-19 hasta el 31 de diciembre de 2022, estableció las recomendaciones y medidas a adoptar a fin de mitigar el impacto sanitario de la pandemia, según el contexto epidemiológico, sanitario y de avance de la campaña de vacunación. En atención al avance de las coberturas de vacunación y la disminución de manera considerable de la incidencia de enfermedad grave y de la mortalidad por Covid-19, la Resolución N° 705/2022 del Ministerio de Salud, publicada en el Boletín Oficial el 1° de abril de 2022, (a) estableció recomendaciones de cuidado generales para la prevención de Covid-19 y otras enfermedades respiratorias agudas tales como (i) continuar con el uso adecuado del barbijo en espacios interiores, incluyendo los ámbitos laborales, educativos, sociales y el transporte público, (ii) asegurar la ventilación de los ambientes, (iii) mantener la higiene adecuada y frecuente de manos y (iv) ante la presencia de síntomas, evitar el contacto con otras personas, no acudir a actividades laborales, sociales, educativas, lugares públicos y evitar el uso del transporte público; (b) dejó sin efecto el distanciamiento social de dos metros; (c) dejó sin efecto la obligatoriedad del auto-reporte de síntomas en la aplicación “Cuidar” dispuesta en el artículo 5° de la Decisión Administrativa N°1198/2021; y (d) recomendó para determinar la modalidad de prestación de servicios laborales -presencial o remota- de una persona, la realización de una evaluación médica de riesgo individual con su correspondiente certificación, sin que sea suficiente su sola pertenencia a los grupos de riesgo previstos por el artículo 3° de la Resolución N° 627/2020 del Ministerio de Salud.

Algunos de los efectos adversos generados por estas medidas fueron: (i) impactos adversos en los mercados financieros, (ii) reducción en la demanda de productos de hidrocarburos y, por ende, en nuestros ingresos, generando la reducción de nuestros niveles de actividad e inversión relacionados con la refinación y en nuestros campos de producción de petróleo y gas, (iii) una caída significativa en el precio internacional del petróleo, como resultado del efecto combinado de una fuerte caída en la demanda y la incapacidad de los productores para reducir ordenadamente la oferta, y (iv) profundizando la recesión económica de Argentina.

No podemos predecir ni estimar el impacto negativo futuro que una pandemia tendrá en nuestro negocio, resultados de operaciones y situación financiera, y dependerá de eventos fuera de nuestro control, incluida la intensidad y duración de la pandemia y las medidas tomadas por diferentes gobiernos, incluido el argentino, con el fin de contener la pandemia 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 cuál 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 2020, el valor del Peso se redujo de AR\$63,0 a 88,0 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° 417/2019 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.

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 predecir qué efectos tendrá este decreto en los resultados de sus operaciones, sobre el sector de petróleo y gas, ni cómo la falta de pago de los mencionados servicios afectará la cadena de pagos respecto de las productoras y distribuidoras. A su vez, la 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.

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), vigente hasta diciembre de 2021, al cual podían adherir las empresas que tuvieran derecho a concesiones ubicadas en la Cuenca Neuquina.

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 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 2021 y de 2020 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 corriente año, las operaciones de la Sociedad en las áreas Fortín de Piedra y Los Bastos se vieron afectadas durante 21 días (finalizando el 29 de pasado 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, 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

Tecpetrol está comprometida a preservar el ambiente en todas las áreas en las que opera, como también la salud y la seguridad de todas las personas que están involucradas en las actividades de exploración y producción que lleva a cabo. Este compromiso se hace extensivo también a las

comunidades vecinas potencialmente afectadas por sus actividades.

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.

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.

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.

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, entre 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 2021, las operaciones se vieron condicionadas por la pandemia de COVID-19. 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.

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 avanzó en la implementación de la nueva plataforma informática de gestión de los principales aspectos de SAS que reemplazó a la anterior incluyendo, entre otros, una metodología más moderna para la investigación de incidentes, un proceso para asegurar que las alertas de seguridad y las lecciones aprendidas lleguen a todas las operaciones y la incorporación de un sistema de gestión específico para los proyectos como la perforación o la construcción cuyas actividades cambian día a día. En paralelo, se continuaron los avances en la sistematización de la gestión de los permisos de trabajos en plataformas digitales y 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, destacándose el inicio de un programa para reforzar la cultura de seguridad en todos los empleados, a cargo de una consultora internacional.

En materia de seguridad, se continuó con el programa para reforzar la cultura de seguridad, iniciado el año anterior, a cargo de una consultora internacional. Durante este año el foco fueron los contratistas que trabajan en las instalaciones de la empresa. Se realizaron numerosos talleres distribuidos en todas las áreas operativas de Tecpetrol en Argentina, con la participación de más de 430 personas de empresas contratistas. Los resultados fueron alentadores en cuanto al nivel de participación y al grado de satisfacción del mismo.

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 2021 se prosiguieron con los monitoreos anuales ambientales de todas sus actividades, como así también se confeccionaron 41 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 confeccionaron y consolidaron indicadores ambientales para todas las operaciones de Tecpetrol, y se lanzó el objetivo del análisis específico sobre el uso de agua en Tecpetrol, con el fin de elaborar nuevas propuestas para su uso más racional y eficiente.

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 pandemia. Es de destacar la excelente planificación en seguridad y el trabajo en equipo realizado en los cinco paros de planta realizados en el año, en las áreas Convencionales y no Convencionales con gran participación de las empresa contratistas que acompañaron el cumplimiento de nuestros estándares críticos, asegurando el cero incidente. El desarrollo del área demandó altas exigencias, trabajando en simultaneo cuatro equipos de perforación y dos set de fractura donde la cultura en seguridad y el cumplimiento de la normativa estuvieron presentes. En las áreas de la Cuenca del Golfo San Jorge, se destacó la firma del Convenio de Ayuda Mutua ante Emergencias, firmado con el resto de las operadoras de la cuenca. Por último, el área Aguara Güe (Cuenca Noroeste) cumplió el hito de 3000 días sin accidentes con tiempo perdido (LTI), lo que demuestra el valor de la seguridad, la salud y el ambiente que tiene para Tecpetrol y sus contratistas.

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. Con ese espíritu, realiza y apoya programas sociales en sectores rurales y urbanos de bajos recursos, 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.

El plan de gestión social incluye principalmente diversos programas de educación, desarrollo sustentable, 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.

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 2020, 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	189.524
Educación	Educación Secundaria y Formación Laboral	Gen Técnico, Proyectos Educativos Secundaria, Formación Laboral y Programas de Becas	2.018.621
Cultura	Programas Culturales	Fototeca y Cine	274.888
Inclusión Social y Sostenibilidad	Proyectos Comunitarios	Proyectos y Capacitación Comunitaria	355.865
Gestión Social del Negocio	Integración Comunitaria	Becas, Infraestructura Social, Obras de Agua, etc.	1.384.246
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 liquidas 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 previsiones 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	25.03.2022	31.12.2022
Marin	Horacio Daniel	16.260.926	20162609263	Vicepresidente	25.03.2022	31.12.2022
Mata	Juan José	16.090.419	20160904195	Director Titular	25.03.2022	31.12.2022
Lapalma	Mario Cesar	14942659	20149426591	Director Titular	25.03.2022	31.12.2022
Gugliuzza	Claudio Gabriel	18.140.856	20181408562	Director Titular	25.03.2022	31.12.2022
Mantilla	Fernando Jorge	23469555	20234695550	Director Suplente	25.03.2022	31.12.2022
Perczyk	Jorge	16.131.200	20161312003	Director Suplente	25.03.2022	31.12.2022
Martinez Mosquera	Marcelo German	10.155.432	20101554326	Director Suplente	25.03.2022	31.12.2022
Soler	Ricardo Juan Pedro	8.482.546	20084825469	Consejero de Vigilancia	25.03.2022	31.12.2022
Hirschler	Claudio Renato	7.595.988	20075959886	Consejero de Vigilancia	25.03.2022	31.12.2022
Stampalia	Pablo Rodolfo	14.010.943	20140109437	Consejero de Vigilancia	25.03.2022	31.12.2022

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 tercer ejercicio a finalizar el 31 de diciembre de 2022 (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., Techpower S.A. y es Director Titular de Transportadora del Gas del Mercosur S.A., Transportadora de Gas del Norte S.A., Eglisel S.A., Companhia Operadora Do Rio Grande Do Sul S.A. y Gasinvest 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 Tecpetrol S.A., de Presidente de Servicios Libertador S.L., y de Director Titular de Consorcio Shushifindi S.A., 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. 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.</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 Consorcio Shushufindi, Tecpetrol Internacional S.L., Pardaliservices S.A., Gasinvest S.A., y en Tecsip S.A., Consejero Titular en Servicios Libertador S.L., en Servicios Múltiples de Burgos S.A. de C.V.; Director Suplente en Transportador de Gas del Norte S.A., FINMA S.A.I.F., Techenergy Lithium S.A., y en Tecpetrol Colombia S.A.S.</p>	<p>03/04/1963</p>

Claudio Gabriel Gugliuzza	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., Presidente de Tecpetrol Servicios S.L., Tecpetrol Internacional S.L., y Suizum Servicios de Consultoría S.L., Director Titular Eglisel S.A., Servicios Libertador S.L., Techenergy Lithium S.A., Tecpetrol Investments S.L., Tecpower S.A., y Director Suplente de Gasinvest S.A., Transportadora de Gas del Norte S.A.	25/04/1966
Directores Suplentes		
Marcelo Germán Martínez Mosquera	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., Tegás Argentina S.A. y Litoral Gas S.A., de Vicepresidente en Tibsa Inversora S.A., y Director titular	26/10/1951
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., 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. Ocupó 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 2021, la Asamblea Ordinaria de accionistas celebrada el 23 de marzo de 2022, aprobó la suma de aproximadamente \$10.125.000 y 2.925.000 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 \$3.543.750. El Vicepresidente de la Emisora percibió una retribución anual por la suma de \$ 2.025.000. Los Directores Titulares percibieron cada uno retribuciones anuales por la suma de \$ 1.012.500. Los Directores Suplentes percibieron cada uno retribuciones anuales por la suma de \$ 506.250. Los Consejeros de Vigilancia percibieron cada uno retribuciones anuales por la suma de \$ 975.000.

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 2021, la Asamblea Ordinaria de accionistas celebrada el 23 de marzo de 2022 había aprobado la suma de \$19.625.675 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 \$9.507.275 corresponden a los estados financieros anuales y \$ 10.118.401 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 tercer ejercicio a finalizar el 31 de diciembre de 2022 (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
Javier Gutiérrez	Director Global de Operaciones	20939588508
Daniel Eduardo Valencio	Director de Exploración y Desarrollo	20203841923
Juan José Mata	Director de Administración y Finanzas	20160904195
Pablo Ledesma	Director de Recursos Humanos	20231264990
Guillermo Ernesto Murphy	Director de Supply Chain	20210587900
Vilma Bettini	Directora de Auditoría Interna	23161378984
Marina Callejo	Gerente de Cumplimiento de Conducta Empresarial	27272402952
Ricardo Raúl Ferreiro	Director General de Desarrollo de Negocios de Gas & Power y Comercial	20174417181

A continuación, se agrega una breve síntesis biográfica de los principales funcionarios ejecutivos de la Emisora que no forman parte del Directorio:

Javier Gutiérrez: Nacido el 18 de abril de 1957. Ingeniero Químico graduado en *Tulane University (New Orleans – Louisiana – USA)*. Posee un MBA por *The Houston Baptist University*. 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.

Pablo Ledesma: Nacido el 22 de enero de 1973. Ingeniero industrial graduado en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Actualmente ocupa el cargo de Director 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.

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 Auditoría 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.

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 2021, 2020 y 2019 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. Gabriel Marcelo Perrone y el Dr. Fernando Alberto Rodríguez, 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 2021, 2020 y 2019, la Emisora tenía 634, 595, y 654 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 2021, 2020 y 2019, la Emisora tenía 634, 595, y 654 empleados, respectivamente.

		2021			2020			2019		
Agrupador	Área Funcional	Dotación	Dotación	%HC	Dotación	Dotación	%HC	Dotación	Dotación	%HC
Dirección/Presidencia	Dirección de Sociedad o Negocios	6	6	0,9%	4	4	1%	4	4	1%
Área Staff	Supply Chain	47	213	33,6%	47	213	36%	53	217	33%
	Administración y Finanzas	62			68			67		
	Asistencia	15			14			14		
	Conducta Empresarial	3			3			3		
	Sistemas	48			47			47		
	Auditoria	5			4			-		
	Comunicaciones	3			-			-		
	Recursos Humanos	30			30			33		
Desarrollo Negocio/ comercial/Planeamiento	Business y Planeamiento	28	64	10,1%	23	53	9%	27	57	9%
	Desarrollo Negocios	17			11			8		
	Comercial	19			19			22		
Área Core del negocio	Exploración y Desarrollo	65	351	54,4%	63	325	55%	79	376	57%
	Ingeniería y facilities	40			35			43		
	Operaciones	147			138			148		
	Perforación y WO	64			53			68		
	Relaciones Laborales y Security	14			15			18		
	Seguridad y Medioambiente	21			21			20		
Total		634			595			654		

A continuación, se detalla la evolución de la cantidad de personal propio de la Emisora sindicalizados al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019:

Afiliaciones por Sindicato	2021	2020	2019
Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de la Patagonia	7	7	6
Sindicato del Petróleo y Gas Privado de Chubut	1	2	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	32		28
Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de Salta, Jujuy y	0	0	1
Total	40	42	37

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 45,2% del personal de la compañía en Argentina se encuentra alcanzada por convenios colectivos de trabajo, de los cuales el 13,3% 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 2021, 2020 y 2019 el pasivo reconocido bajo NIIF asciende a \$ 3.118.043, \$ 2.209.191 y \$ 1.624.280 (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 \$ 947.057, \$ 331.156 y a \$ 129.022 (en miles de pesos) en los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, 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.

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 2020, conforme la última información disponible, contaban con aproximadamente 52.000 empleados y durante el año concluido a dicha fecha tuvieron ingresos totales de aproximadamente US\$ 17,5 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. ¹	Prestación de servicios en el área de hidrocarburos	México	0,9482

¹ 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 ²	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.,

² 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. 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 Traslaciones 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 2021, 2020 y 2019 se habían perfeccionado las siguientes transacciones con sociedades relacionadas (valores expresados en miles de pesos):

Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre

	2021	2020	2019
Ingresos por ventas			
Otras sociedades relacionadas	4.761.659	2.495.024	3.560.108
Compras de productos y servicios			
Otras sociedades relacionadas	(11.364.993)	(581.515)	(6.945.265)
Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A.	(97.865)	(78.190)	-
	<u>(11.462.858)</u>	<u>(659.705)</u>	<u>(6.945.265)</u>
Reembolsos de gastos			
Otras sociedades relacionadas	77.274	92.106	365.155
Intereses ganados			
Otras sociedades relacionadas	66.615	6.187	34.866
Intereses perdidos			
Tecpetrol Internacional S.L.U.	(1.411.419)	(1.888.527)	(1.778.831)
Tecpetrol Internacional S.L.U. Sucursal Uruguay	(16.986)	-	-
Otras sociedades relacionadas	(43.485)	(10.968)	(66.762)
	<u>(1.471.890)</u>	<u>(1.899.495)</u>	<u>(1.845.593)</u>

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 2021, 2020 y 2019, y los datos seleccionados del Estado de Resultados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 han sido extraídos de los Estados Financieros Anuales Auditados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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 opera la entidad. Tanto las ventas de hidrocarburos como los precios de los costos de perforación, son principalmente 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 2020 y 2019 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		
	2021	2020	2019
Operaciones continuas			
Ingresos por ventas netos	115.960.791	71.539.990	64.513.064
Costos operativos	(60.880.340)	(42.805.774)	(37.745.885)
Margen bruto	55.080.451	28.734.216	26.767.179
Gastos de comercialización	(194.628)	(4.904.395)	(2.608.222)
Gastos de administración	(6.148.246)	(3.317.188)	(2.382.290)
Costos de exploración	(1.176.171)	(1.706.800)	(943.443)
Otros ingresos operativos	311.175	249.073	217.047
Otros egresos operativos	(266.998)	(37.657)	(21.453)
Resultado operativo	47.605.583	19.017.249	21.028.818
Ingresos financieros	3.827.243	1.972.855	658.572
Costos financieros	(6.229.256)	(5.464.056)	(4.311.884)
Otros resultados financieros netos	(6.466.509)	(10.023.961)	(7.645.592)
Resultado antes de resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional y del impuesto a las ganancias	38.737.061	5.502.087	9.729.914
Resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional	1.899	(4.725)	(31.141)
Resultado antes del impuesto a las ganancias	38.738.960	5.497.362	9.698.773
Impuesto a las ganancias	5.428.198	(1.683.426)	(5.485.806)
Resultado del ejercicio	44.167.158	3.813.936	4.212.967
Resultado atribuible a:			
Accionistas de la Sociedad	44.167.158	3.813.936	4.212.967

2) Estado de resultados integrales (expresado en miles de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
Resultado del ejercicio	44.167.158	3.813.936	4.212.967
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	40.342	54.379	40.918
<i>Items que no pueden ser reclasificados posteriormente en resultados:</i>			
Operaciones continuas			
Efecto de conversión monetaria - Tecpetrol S.A.	12.459.157	12.548.456	10.877.238
Variación en el valor razonable de inversiones en instrumentos de patrimonio	178.441	225.261	(104.607)
Resultados actuariales netos generados por programas de beneficios al personal	(380.046)	96.237	61.641
Impuesto a las ganancias relativo a componentes de otros resultados integrales	(89.060)	(83.217)	6.884
Total de otros resultados integrales del ejercicio	12.208.834	12.841.116	10.882.074
Total de resultados integrales del ejercicio	56.375.992	16.655.052	15.095.041

Resultados integrales atribuibles a:

Accionistas de la Sociedad	56.375.992	16.655.052	15.095.041
----------------------------	------------	------------	------------

3) Estado de Situación Financiera (expresado en miles de pesos)

	Al 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipos - Activos de exploración, evaluación y desarrollo	128.946.423	105.584.348	96.127.079
Activos por derecho de uso	3.115.469	1.520.902	1.288.036
Inversiones en sociedades a valor patrimonial proporcional	229.916	187.618	137.964
Inversiones en instrumentos de patrimonio a valor razonable	2.085.520	1.542.888	942.407
Activo por impuesto diferido	101.234	-	-
Otros créditos y anticipos	861.219	1.537.422	486.226
Crédito por impuesto a las ganancias	46.581	74.822	101.014
Créditos por ventas	-	-	251.683
Otras inversiones	-	-	54.785
Total del Activo no corriente	135.386.362	110.448.000	99.389.194
Activo corriente			
Inventarios	3.426.980	2.771.888	1.607.093
Otros créditos y anticipos	11.524.577	18.423.719	11.401.667
Crédito por impuesto a las ganancias	1.742.301	-	-
Créditos por ventas	13.165.006	7.857.235	7.982.515
Instrumentos financieros derivados	844	14.399	-
Otras inversiones	34.381.743	11.933.176	124.127
Efectivo y equivalentes de efectivo	18.688.759	10.391.822	2.000.326
Total del Activo corriente	82.930.210	51.392.239	23.115.728
Activos clasificados como mantenidos para la venta	208.518	-	-
Total del Activo	218.525.090	161.840.239	122.504.922
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 para futuros dividendos	7.500.558	3.877.319	-
Reserva legal	621.256	430.559	219.911
Otras reservas	42.439.772	34.051.673	22.526.098
Resultados no asignados	46.098.489	1.924.532	1.008.022
Total del Patrimonio Neto	101.994.464	45.618.472	29.088.420
Pasivo no corriente			
Deudas bancarias y financieras	20.208.796	48.240.195	37.141.419
Pasivo por impuesto diferido	-	4.085.293	1.436.883
Pasivos por derecho de uso	1.627.483	1.016.265	758.251
Programas de beneficio al personal	2.720.327	1.920.168	1.501.110
Previsiones	4.405.734	4.390.633	2.668.817
Total del Pasivo no corriente	28.962.340	59.652.554	43.506.480
Pasivo corriente			
Deudas bancarias y financieras	71.391.962	47.957.135	42.938.165
Pasivos por derecho de uso	1.223.978	595.711	576.063
Programas de beneficio al personal	397.716	289.023	123.170
Previsiones	510.465	359.107	286.224
Instrumentos financieros derivados	166.061	118.710	-
Deudas comerciales y otras deudas	13.878.104	7.249.527	5.986.400
Total del Pasivo corriente	87.568.286	56.569.213	49.910.022

Total del Pasivo	116.530.626	116.221.767	93.416.502
Total del Patrimonio Neto y del Pasivo	218.525.090	161.840.239	122.504.922

4) Estado de evolución del patrimonio neto (expresado en miles de pesos)

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019.

	Total atribuible a los accionistas de la Sociedad
Saldos al 31 de diciembre de 2018	15.732.619
Resultado del ejercicio	4.212.967
Otros resultados integrales del ejercicio	10.882.074
Dividendos pagados	(1.739.240)
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

5) Estado de flujo de efectivo (expresado en miles de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
ACTIVIDADES OPERATIVAS			
Resultado del ejercicio	44.167.158	3.813.936	4.212.967
Ajustes al resultado del ejercicio para arribar al flujo operativo de fondos	32.091.465	36.567.632	30.144.976
Variación en el capital de trabajo	5.363.643	(9.809.362)	(6.420.408)
Otros, incluyendo el efecto de conversión monetaria	8.718.069	6.979.835	6.501.654
Pagos de planes de beneficio al personal	(860.756)	(208.852)	(58.937)
Pagos de impuesto a las ganancias	(1.677.278)	(24.123)	(31.086)
Efectivo generado por actividades operativas	87.802.301	37.319.066	34.349.166
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
Inversiones en propiedades, planta y equipos	(33.519.862)	(5.502.888)	(23.301.144)
Cobro por ventas de propiedades, planta y equipos	55.601	13.331	18.598
Dividendos cobrados	201.052	90.660	81.572
Aumento de otras inversiones	(2.244.8567)	(12.525.055)	-
Aumento de activos clasificados como mantenidos para la venta	(67.476)	-	-
Altas de inversiones en instrumentos de patrimonio a valor razonable	-	(801)	-
Ingreso por venta de participación en asociadas	-	18.387	16.859
Préstamo otorgado a partes relacionadas	-	(70.709)	-
Aportes en negocios conjuntos	-	-	(36.799)
Efectivo aplicado a actividades de inversión	(55.779.252)	(17.977.075)	(23.220.914)
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN			
Tomas de préstamos	25.573.146	1.256.955	7.358.011
Emisión de obligaciones negociables	467.977	2.951.943	-
Cancelaciones de préstamos	(47.866.809)	(15.894.972)	(15.500.686)

Recompra de obligaciones negociables	(2.902.550)	(791.358)	-
Dividendos pagados	-	(125.000)	(1.739.240)
Pagos de pasivos por derecho de uso	(769.659)	(800.692)	(812.162)
Efectivo aplicado a actividades de financiación	(25.497.895)	(13.403.124)	(10.694.077)
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	6.525.154	5.938.867	434.175
Variación en efectivo y equivalentes de efectivo			
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	10.391.822	2.000.326	467.295
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	6.525.154	5.938.867	434.175
Diferencias de conversión	1.771.783	2.452.629	1.098.856
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	18.688.759	10.391.822	2.000.326
	Al 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
Efectivo y equivalentes de efectivo	18.688.759	10.391.822	2.000.326
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	18.688.759	10.391.822	2.000.326

a) Indicadores financieros

El siguiente cuadro contiene ciertos índices comparativos de la Emisora al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019. 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		
	2021	2020	2019
Solvencia (i)	87,53%	39,25%	31,14%
Liquidez (ii)	94,70%	90,85%	46,31%
Inmovilización del capital (iii)	61,95%	68,25%	81,13%
Rentabilidad (iv)	59,84%	10,21%	18,80%

(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 48,3 y 8,1 puntos en los ejercicios 2021 y 2020, respectivamente, debido principalmente a la cancelación de deudas bancarias y financieras y al incremento del patrimonio neto originado en los resultados de la Emisora durante los ejercicios 2021 y 2020.

Liquidez:

El índice de liquidez aumentó 3,9 puntos en el año 2021 mientras que en el 2020 aumento 44,5 puntos respecto del año anterior. El aumento del 2021 obedece principalmente a la generación de fondos producto de los resultados de la Emisora y a la cobranza de otros créditos vencidos al 31 de diciembre de 2020, parciamente compensado con el incremento del pasivo corriente producto de la reclasificación de deudas bancarias y financieras al pasivo corriente. El aumento del 2020 obedece principalmente a la generación de fondos producto de los resultados de la Emisora y a la cancelación de deudas bancarias y financieras.

Inmovilización del capital:

El índice de inmovilización de capital disminuyó en 6,3 puntos y 12,9 puntos en los ejercicios 2021 y 2020, respectivamente. La disminución del 2021 se debió principalmente al incremento del saldo de efectivo y equivalentes de efectivo y otras inversiones a corto plazo. La disminución del 2020 se debió principalmente a las depreciaciones y desvalorizaciones de propiedades, planta y equipos y al incremento del saldo de efectivo y equivalentes de efectivo y otras inversiones a corto plazo.

Rentabilidad:

El índice de rentabilidad aumento en 49,6 puntos en el año 2021 mientras que en el 2020 disminuyó 8,6 puntos. La variación obedece al mayor y menor resultado de los ejercicios 2021 y 2020 respectivamente, comparados con el ejercicio inmediato anterior. El patrimonio de la Emisora en los ejercicios mencionados solo se ha modificado por los resultados obtenidos.

b) Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro detalla cierta información financiera de la Emisora al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 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		
	2021	2020	2019
Endeudamiento de corto plazo (i)	71.391.962	47.957.135	42.938.165
Endeudamiento de largo plazo (i)	20.208.796	48.240.195	37.141.419
Total de endeudamiento (i) (ii)	91.600.758	96.197.330	80.079.584
Total del patrimonio neto	101.994.464	45.618.472	29.088.420
Capitalización total (iii)	193.595.222	141.815.802	109.168.004

(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, más los intereses devengados al cierre del ejercicio.

(ii) Al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 el endeudamiento de la Emisora garantizado con garantía corporativa asciende a \$58.801,9 millones, \$51.377,1 millones y \$ 39.936,5 millones, respectivamente.

(iii) La capitalización total representa el total del endeudamiento más el total del patrimonio neto.

El incremento de la capitalización total del ejercicio 2021 se explica principalmente por el incremento del patrimonio neto en \$56.376 millones.

La disminución del total del endeudamiento de la Emisora se explica principalmente por las 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 al efecto de conversión del patrimonio neto entre la moneda funcional (dólar estadounidense) y la moneda de presentación de los estados financieros (pesos), debido a la variación del tipo de cambio.

c) 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 2021, 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, respectivamente.

d) Cambios significativos

Mediante la Comunicación “A” 7416 del 9 de diciembre de 2021 y la Comunicación “A” 7466 del 03 de marzo de 2022, el BCRA extendió la obligación de presentar un plan de refinanciación en los mismos términos de la Comunicación “A” 7106 para los vencimientos de capital de 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, programados desde el 1 de enero de 2022 hasta el 31 de diciembre de 2022. Con fecha 25 de febrero de 2022 la Sociedad suscribió la tercera adenda al Préstamo con Banco de Crédito del Perú S.A., BBVA Banco Continental, Citibank N.A. y J.P. Morgan Chase Bank, N.A. dando cumplimiento a las mencionadas comunicaciones. A la fecha de emisión del presente Prospecto la Emisora ha refinanciado toda su deuda con vencimiento hasta el 30 de septiembre de 2022 en los términos de las Comunicaciones mencionadas anteriormente y deberá presentar un plan de refinanciación por la deuda de capital de la ON Clase 1 cuyo vencimiento opera al 12 de diciembre de 2022.

e) 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.

1) 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 total y la duración de las medidas de contención de la pandemia por COVID-19 y los efectos de los rebrotes en todo el mundo (cierres de fronteras, cancelaciones de vuelos, aislamiento y cuarentena, entre otros), y su impacto en la economía mundial, aún son inciertos.

El Gobierno nacional implementó una serie de medidas tendientes a disminuir la circulación de la población, disponiendo el aislamiento o distanciamiento social preventivo y obligatorio desde el 20 de marzo de 2020, restringiendo la libre circulación en áreas públicas y ordenando el cierre de la mayoría de los negocios, con ciertas excepciones. Actualmente el país se encuentra en una etapa de flexibilización de la cuarentena obligatoria debido al aumento del porcentaje de población vacunada contra el COVID-19. En los últimos meses se ha decretado la apertura de comercios, el regreso a clases presenciales, la flexibilización de las medidas de entrada al país desde países limítrofes y el uso de transporte público por todos los ciudadanos.

Si bien el sector energético es considerado esencial, las situaciones mencionadas han afectado significativamente la demanda de hidrocarburos y es incierto cómo evolucionará en el futuro cercano.

El alcance final de la pandemia y su impacto en la economía del país es aún. 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 2021, la Emisora ha invertido más de US\$ 2.400 millones en el desarrollo del área Fortín de Piedra que incluyen, principalmente, la perforación de 122 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 2021 se incrementó la actividad de perforación, la cual se realizó en 868 etapas (4,2 etapas por día promedio), y se completaron 20 pozos en profundidades cercanas a 2.800 metros con rama horizontal de 2.500 metros, obteniéndose buenos resultados.

En Los Bastos se terminó un pozo exploratorio en profundidades cercanas a 3.700 metros con rama horizontal de 1.500 metros con objetivo de Shale Oil en Vaca Muerta, el cual se realizó en 22 etapas de fracturas con resultados positivos. En Los Toldos II Este se llevó a cabo la perforación de 3 pozos appraisal con objetivo de Shale Oil en Vaca Muerta, quedando pendiente sus

terminaciones.

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 18 MMm³/d. Además, se espera realizar la Terminación de los pozos de appraisal de Los Toldos II Este.

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 compite 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 hidrocarbúricos, 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 2021, 2020 y 2019

Resumen de Resultados (valores expresados en miles de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
Operaciones continuas			
Ingresos por ventas netos	115.960.791	71.539.990	64.513.064
Costos operativos	(60.880.340)	(42.805.774)	(37.745.885)
Margen bruto	55.080.451	28.734.216	26.767.179
Gastos de comercialización	(194.628)	(4.904.395)	(2.608.222)
Gastos de administración	(6.148.246)	(3.317.188)	(2.382.290)
Costos de exploración	(1.176.171)	(1.706.800)	(943.443)
Otros ingresos operativos	311.175	249.073	217.047
Otros egresos operativos	(266.998)	(37.657)	(21.453)
Resultado operativo	47.605.583	19.017.249	21.028.818
Ingresos financieros	3.827.243	1.972.855	658.572
Costos financieros	(6.229.256)	(5.464.056)	(4.311.884)
Otros resultados financieros netos	(6.466.509)	(10.023.961)	(7.645.592)
Resultado antes de resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional y del impuesto a las ganancias	38.737.061	5.502.087	9.729.914
Resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional	1.899	(4.725)	(31.141)

Resultado antes del impuesto a las ganancias	38.738.960	5.497.362	9.698.773
Impuesto a las ganancias	5.428.198	(1.683.426)	(5.485.806)
Resultado del ejercicio	44.167.158	3.813.936	4.212.967

Los Estados Financieros son preparados en base a las partidas registradas en la moneda funcional (USD) y se convierten a ARS a efectos de su presentación. En consecuencia, las siguientes explicaciones se basan en las variaciones producidas en la moneda funcional.

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.

2020/2019

El resultado operativo del 2020 ascendió a \$19.017,2 millones, comparado con una ganancia de \$21.028,8 millones en el ejercicio anterior. La disminución se explica principalmente por: (i) la disminución de la producción y los precios promedio de venta debido al impacto de la crisis económica global generada por la pandemia por COVID-19, (ii) los cargos por desvalorizaciones de propiedades, planta y equipos reconocidos en el 2020 y, (iii) por el incremento de los costos exploratorios y del cargo de la previsión para créditos incobrables.

El resultado del ejercicio arrojó una ganancia de \$3.813,9 millones en el año 2020, comparado con una ganancia de \$4.213 millones en el año 2019. La variación se explica principalmente por: i) la disminución del resultado operativo antes mencionada y ii) el aumento de la pérdida generada por los resultados financieros netos y iii) la disminución del cargo por impuesto a las ganancias producto de las variaciones antes comentadas y por los efectos del ajuste por inflación fiscal.

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 para los ejercicios indicados:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2021	2020	2019	21/20	20/19	21/20	20/19
Producción en unidades equivalentes (*) (miles de m3 de petróleo y gas)	5.786	5.085	6.139	701	(1.054)	14%	(17%)

Mercado interno	5.350	4.766	5.899	584	(1.133)	12%	(19%)
Mercado externo	436	319	240	117	79	37%	33%
Producción de petróleo (miles de m3)	639	551	648	88	(97)	16%	(15%)
Producción de gas (millones de m3)	5.147	4.534	5.491	613	(957)	14%	(17%)
<i>Precios promedio venta</i>							
Crudo escalante (US\$ / bbl)	65,24	39,61	54,85	26	(15)	65%	(28%)
Crudo medanito (US\$ / bbl)	58,84	41,54	52,12	17	(11)	42%	(20%)
Gas (US\$/Mscf)	4,85	5,08	5,35	(0,23)	(0,27)	(5%)	(5%)

(*) Equivalencia volumétrica (1.000 m3 de gas = 1 m3 de petróleo)

Ingresos por ventas netos

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.

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.

Durante el 2021, la apertura de las restricciones y medidas de aislamiento dispuestas durante el 2020 generaron una recuperación en la demanda y procesamiento local e internacional de crudo. En el presente ejercicio aumentaron los precios internacionales del crudo, como consecuencia del consumo de los stocks físicos acumulados en el 2020, pasando de un valor de Brent promedio en 2020 de 43 USD por barril a un promedio de 70 USD por barril en 2021, con cierres diarios durante el año que alcanzaron un máximo por encima de los 86 USD por barril.

En el primer trimestre del 2021, las empresas productoras y refinadoras cerraron acuerdos de venta con valores cercanos a la paridad de exportación, pero a medida que fue evidente el aumento en el precio internacional del crudo, se instauró en el mercado local un precio por debajo de la paridad de exportación. Las exportaciones de escalante y medanito se vendieron con diferenciales entre +0,5 USD por barril y -2 USD por barril y -1 USD por barril a -3 USD por barril, respectivamente, con referencia al ICE Brent. Este desdoblamiento entre el mercado local y el internacional se mantuvo a lo largo del 2021 y se encontró en el rango de los 8-15 USD por barril.

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, mientras que 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 beneficios

otorgados por el gobierno argentino a través de los siguientes programas:

- 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 modificado posteriormente por las Resoluciones MINEM N° 419-E/2017 y MINEM N° 447-E/2017.
- Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – esquema de oferta y demanda 2020-2024” (“Plan Gas.Ar”), a través de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 317/2020.

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		%	
	2021	2020	2019	21/20	20/19	21/20	20/19
Gas	90.131.658	60.865.083	53.287.450	29.266.575	7.577.633	48%	14%
Crudo escalante	9.156.226	3.725.718	4.644.945	5.430.508	(919.227)	146%	(20%)
Crudo medanita	16.123.196	6.660.035	6.549.177	9.463.161	110.858	142%	2%
Servicios	549.711	289.154	31.492	260.557	257.662	90%	818%
Ingresos por ventas netos	115.960.791	71.539.990	64.513.064	44.420.801	7.026.926	62%	11%

2021/2020

Los ingresos por ventas netos del año 2021 ascendieron a \$115.960,8 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 medanita), 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 \$29.266,6 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 \$5.430,5 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 \$9.463,2 millones respecto del ejercicio 2020 producto principalmente a un incremento de las cantidades despachadas acompañado por un incremento en los precios promedio de ventas.

2020/2019

Los ingresos por ventas netos del año 2020 ascendieron a \$71.540 millones, aumentando respecto al año anterior, consecuencia principalmente de la variación del tipo de cambio, lo cual fue parcialmente compensado por menores entregas de gas y petróleo y por una disminución en los precios promedio de ventas principalmente debido al impacto de la crisis económica global generada por la pandemia por COVID-19.

Durante el año 2020, la producción promedio de gas estándar de yacimiento fue de 12,4 millones m³/día, siendo el acumulado anual un 17% menor a la del año 2019, que ascendió a 15 millones m³/día. En el año 2020 se exportaron 20,7 millones de m³ de gas, mientras que en el año anterior se exportaron 13,9 millones de m³.

Los volúmenes de producción de crudo ascendieron a 551 mil m³ (correspondiendo el 38% a crudo escalante y el 62% a crudo medanito), representando una disminución del 15% respecto de la producción del año anterior. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 un 54% de la producción de crudo fue destinado a exportaciones, de las cuales una parte fueron despachadas con posterioridad al cierre del ejercicio, comparado con un 33% del año anterior.

Respecto a los ingresos por venta de gas, aumentaron \$7.577,6 millones respecto del año 2019, debido principalmente a la variación del tipo de cambio lo cual fue parcialmente compensado por menores entregas de gas y por una disminución en el precio promedio de venta.

Los ingresos por venta de crudo escalante disminuyeron \$919,2 millones debido a un descenso de la producción en la cuenca de Golfo San Jorge acompañado por una disminución en los precios promedio de ventas.

Los ingresos por venta de crudo medanito aumentaron \$110,9 millones respecto del ejercicio 2019 producto principalmente de la variación del tipo de cambio, compensado parcialmente por una disminución en los precios promedio de ventas del período y un descenso de la producción.

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		%	
2021	2020	2019	21/20	20/19	21/20	20/19

Costos laborales	3.407.322	2.289.183	1.876.917	1.118.139	412.266	49%	22%
Honorarios y servicios	544.108	442.860	430.155	101.248	12.705	23%	3%
Operaciones de mantenimiento y servicios de pozos	7.223.082	3.952.602	4.831.498	3.270.480	(878.896)	83%	(18%)
Depreciación de propiedades, planta y equipos	37.616.377	26.556.578	22.778.618	11.059.799	3.777.960	42%	17%
(Reversión) / Desvalorización de propiedades, planta y equipos	(1.941.882)	2.160.381	-	(4.102.263)	2.160.381	(190%)	100%
Depreciación de activos por derecho de uso	639.510	556.532	444.656	82.978	111.876	15%	25%
Acondicionamiento y almacenaje	489.592	248.435	293.289	241.157	(44.854)	97%	(15%)
Regalías y otros impuestos	10.522.257	5.152.474	5.698.308	5.369.783	(545.834)	104%	(10%)
Otros, compras y consumos de stock	2.379.974	1.446.729	1.392.444	933.245	54.285	65%	4%
Costos operativos	60.880.340	42.805.774	37.745.885	18.074.566	5.059.889	42%	13%

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 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.

2020/2019

Los costos operativos totalizaron \$42.805,8 millones en el año 2020, comparados con los \$37.745,9 millones registrados en el año 2019. Dicho aumento se explica principalmente por la variación del tipo de cambio y los cargos por desvalorización de propiedades, planta y equipos reconocidos en el 2020 en las áreas El Tordillo y La Tapera – Puesto Quiroga y Aguaragüe, lo cual fue parcialmente compensado por una disminución de las depreciaciones de propiedades, planta y equipos, del cargo por regalías y de las operaciones de mantenimiento y servicios de pozos, como consecuencia de la disminución de la producción y de los precios promedio de venta mencionados anteriormente.

Gastos de comercialización

La tabla siguiente muestra los gastos de comercialización de la Emisora para los ejercicios indicados (en miles de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2021	2020	2019	21/20	20/19	21/20	20/19
Impuestos	2.218.970	1.184.717	1.281.036	1.034.253	(96.319)	87%	(8%)
Almacenaje y transporte	984.689	898.270	1.137.793	86.419	(239.523)	10%	(21%)
(Recupero) / Cargo de previsión para créditos incobrables	(3.044.195)	2.796.136	165.655	(5.840.331)	2.630.481	(209%)	1.588%
Otros	35.164	25.272	23.738	9.892	1.534	39%	6%
Gastos de comercialización	194.628	4.904.395	2.608.222	(4.709.767)	2.296.173	(96%)	88%

2021/2020

Los gastos de comercialización para el ejercicio 2021 ascendieron a \$194,6 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 producción.

2020/2019

Los gastos de comercialización para el ejercicio 2020 ascendieron a \$4.904,4 millones, en comparación con los \$2.608,2 millones del ejercicio 2019. Dicho incremento se debe principalmente al cargo de la previsión para créditos incobrables, lo cual fue parcialmente compensado por una disminución en los cargos de impuestos y almacenaje y transporte por el menor volumen de producción.

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		%	
	2021	2020	2019	21/20	20/19	21/20	20/19
Costos laborales	3.923.658	2.063.920	1.482.270	1.859.738	581.650	90%	39%
Honorarios y servicios	800.541	459.662	371.992	340.879	87.670	74%	24%
Depreciación de propiedades, planta y equipos	177.866	199.155	165.383	(21.289)	33.772	(11%)	20%
Depreciación de activos por derecho de uso	98.395	83.547	54.607	14.848	28.940	18%	53%
Impuestos	1.244.330	662.694	782.666	581.636	(119.972)	88%	(15%)
Gastos de oficina	583.063	397.552	326.423	185.511	71.129	47%	22%
Reembolsos de gastos	(679.607)	(549.342)	(801.051)	(130.265)	251.709	24%	(31%)
Gastos de administración	6.148.246	3.317.188	2.382.290	2.831.058	934.898	85%	39%

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 por un incremento en los costos laborales y en los impuestos.

2020/2019

Los gastos de administración para el ejercicio 2020 ascendieron a \$3.317,2 millones comparado con los \$2.382,3 millones para el ejercicio 2019, lo que equivale a un aumento de \$934,9 millones. Dicho incremento se debe principalmente a la variación del tipo de cambio parcialmente compensado por una disminución del cargo por impuestos, debido al menor volumen de

operaciones en el 2020.

Costos de exploración

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 en el ejercicio 2021, 2020 y 2019 ascendieron a \$1.176,2 millones, \$1.706,8 millones y \$943,4 millones, respectivamente.

En el ejercicio 2021 y 2020 estos costos incluyen principalmente inversiones no exitosas en la Cuenca Neuquina, respectivamente, mientras que en el ejercicio 2019 estos costos incluyen principalmente inversiones no exitosas en la Cuenca del Golfo San Jorge.

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		%	
	2021	2020	2019	21/20	20/19	21/20	20/19
Dividendos ganados	201.052	90.660	81.572	110.392	9.088	122%	11%
Intereses ganados	3.626.191	1.882.195	577.000	1743.996	1.305.195	93%	226%
Ingresos financieros	3.827.243	1.972.855	658.572	1.854.388	1.314.283	94%	200%
Intereses perdidos	(6.229.256)	(5.464.056)	(4.311.884)	(765.200)	(1.152.172)	14%	27%
Costos financieros	(6.229.256)	(5.464.056)	(4.311.884)	(765.200)	(1.152.172)	14%	27%
Resultado neto por diferencia de cambio	(8.420.643)	(8.353.635)	(6.502.412)	(67.008)	(1.851.223)	1%	28%
Cambios en el valor razonable de los instrumentos derivados	(2.222.705)	(508.210)	-	(171.4495)	(508.210)	337%	100%
Resultado por la compra - venta y tenencia de otras inversiones	5.713.266	(670.697)	(1.102.413)	638.3963	431.716	(952%)	(39%)
Otros resultados financieros netos	(1.536.427)	(491.419)	(40.767)	(1.045.008)	(450.652)	213%	1105%
Otros resultados financieros netos	(6.466.509)	(10.023.961)	(7.645.592)	3.557.452	(2.378.369)	(35%)	31%
Resultados financieros netos - (Pérdida)	(8.868.522)	(13.515.162)	(11.298.904)	4.646.640	(2.216.258)	(34%)	20%

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.

2020/2019

Los resultados financieros netos en el año 2020 arrojaron una pérdida de \$13.515,2 millones, comparado con una pérdida de \$11.298,9 millones en el ejercicio anterior. La variación se debe principalmente a la variación del tipo de cambio, al resultado negativo generado por los instrumentos derivados y al resultado por recompra de obligaciones negociables, lo cual fue parcialmente compensado por una disminución de la pérdida neta por diferencias de cambio sobre saldos en pesos argentinos, una disminución de los intereses perdidos debido a menores deudas bancarias y financieras, al incremento de los intereses ganados debido al aumento de las colocaciones a corto plazo y a una menor pérdida generada por el resultado de los títulos públicos.

Flujo de Efectivo (valores expresados en miles de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2021	2020	2019
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	10.391.822	2.000.326	467.295
Diferencias de conversión	1.771.783	2.452.629	1.098.856
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	18.688.759	10.391.822	2.000.326
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	6.525.154	5.938.867	434.175
Efectivo generado por actividades operativas	87.802.301	37.319.066	34.349.166
Efectivo aplicado a actividades de inversión	(55.779.252)	(17.977.075)	(23.220.914)
Efectivo aplicado a actividades de financiación	(25.497.895)	(13.403.124)	(10.694.077)
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	6.525.154	5.938.867	434.175

El efectivo neto generado por las actividades operativas en los años 2021, 2020 y 2019 fue de \$87.802,3 millones, \$37.319,1 millones y \$34.349,2 millones, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2021 la Emisora presenta un capital de trabajo negativo de \$4.638 millones (\$5.177 millones al 31 de diciembre de 2020) generado principalmente por las deudas bancarias y financieras, el cual es monitoreado en forma permanente por el Directorio y la Gerencia. La Emisora cuenta con distintas alternativas que le permitirán atender adecuadamente los compromisos asumidos.

Durante los ejercicios 2021, 2020 y 2019 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).

Con fecha 9 de febrero de 2021, la Sociedad emitió ONs Clase 4 por un valor nominal de USD 6,5 millones, con un precio de emisión del 100%, integradas en efectivo en dólares estadounidenses y en especie mediante la entrega de ONs 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 ONs tuvieron como destino la refinanciación parcial de las ONs Clase 2 conforme se establece en la Comunicación “A” 7106 del BCRA.

Adicionalmente, en marzo de 2021 la Emisora tomó un préstamo con Itaú Unibanco S.A. Nassau Branch por USD 286 millones destinado a cancelar deuda financiera y otros fines relacionados con

la actividad social ordinaria. Dicho préstamo devenga intereses compensatorios a una tasa anual del 5,75% y deben ser abonados trimestralmente. El capital será cancelado en trece cuotas trimestrales e iguales, siendo pagadera la primera de ellas a los nueve meses de producido el desembolso, venciendo la última de dichas cuotas el 26 de septiembre de 2024.

Dichos financiamientos se obtuvieron a tasas de mercado, considerando características comparables de solvencia, solidez, generación de fondos y riesgo.

Al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 las deudas bancarias y financieras de la Emisora ascienden a \$91.600,8 millones, \$96.197,3 millones y \$80.079,6 millones, respectivamente y el patrimonio neto asciende a \$101.994,5 millones, \$45.618,5 millones y \$29.088,4 millones, respectivamente.

En función a lo establecido en la Comunicación “A” 7030 del Banco Central de la República Argentina (BCRA) del 28 de mayo de 2020 y sus modificatorias, se requiere la conformidad previa del mismo para el acceso al mercado de cambios para la cancelación de servicios de capital de endeudamientos financieros con el exterior cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor.

Mediante la Comunicación “A” 7106 (y modificatorias) 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 y 3 de marzo de 2022 mediante las Comunicaciones “A” 7230, “A” 7416 y “A” 7466, 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 y desde el 1 de julio de 2022 al 31 de diciembre de 2022, respectivamente, en los términos de la Comunicación “A” 7106. A la fecha de emisión del presente Prospecto la Emisora ha refinanciado toda su deuda con vencimiento hasta el 30 de septiembre de 2022 en los términos de las Comunicaciones mencionadas anteriormente y deberá presentar un plan de refinanciación por la deuda de capital de la ON Clase 1 cuyo vencimiento opera al 12 de diciembre de 2022.

Estas restricciones cambiarias, o las que se dicten en el futuro, podrían afectar la capacidad de la Emisora para acceder al Mercado Único y Libre de Cambios (MULC) para adquirir las divisas necesarias para hacer frente a sus obligaciones financieras.

Las inversiones en Propiedades, planta y equipos en los ejercicios 2021, 2020 y 2019 ascendieron a \$38.461,8 millones, \$ 5.858,4 millones y \$20.342,8 millones, respectivamente, correspondiendo principalmente al área Fortín de Piedra.

En el ejercicio finalizados al 31 de diciembre de 2021 la Emisora no ha distribuido dividendos, mientras que en los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 se distribuyeron dividendos por \$125 millones y \$1.739,2 millones, respectivamente.

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 2021:

Prestamista	Capital pendiente de pago al 31 de diciembre de 2021 (en millones)	Tasa de Interés	Fecha	Vencimiento
Préstamo Club Deal BCP, JP Morgan, BBVA, Citibank	USD 92,31	Libor 3M + 1,50%	12 de marzo de 2018	18 de diciembre de 2023
Préstamo Banco Santander Río S.A.	USD 15,0	4,25%	7 de noviembre de 2017	7 de noviembre de 2022
Préstamo Tecpetrol Internacional S.L.	USD 55,71	9%	8 de agosto de 2017	15 de marzo de 2022
Obligación Negociable Clase 1	USD 500,0	4,875%	12 de diciembre de 2017	12 de diciembre de 2022
Obligación Negociable Clase 4	USD 6,51	4,00%	9 de febrero de 2021	9 de febrero de 2023
Itau Unibanco SA - Nassau Branch	USD 242,0	5,75%	26 de marzo de 2021	26 de septiembre de 2024

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\$ 86.153.846,18.

Préstamo Banco Santander Río S.A.

Con fecha 7 de noviembre de 2017 celebramos un contrato de préstamo con Banco Santander Río S.A. por un monto de US\$ 15 millones. El interés se paga trimestralmente y el préstamo genera intereses a una tasa de 4.25% por año. El capital se paga en dos cuotas iguales el 9 de mayo y el 7 de noviembre de 2022.

Préstamo I Tecpetrol Internacional S.L.

El 7 de agosto de 2017 la Emisora solicitó a Tecpetrol Internacional S.L. una línea de préstamo por hasta un monto de US\$ 325 millones a desembolsarse en múltiples desembolsos a solicitud de la Emisora. Luego de sucesivas adendas, la línea devenga intereses a una tasa fija de 9,00% n.a., venciendo la última cuota el 15 de marzo de 2022. A la fecha del presente prospecto este préstamo se encuentra cancelado.

Obligaciones Negociables Clase 1

Con fecha 12 de diciembre de 2017, la Emisora emitió Obligaciones negociables (“ONs”) Clase 1 por un valor nominal de US\$ 500 millones, con un precio de emisión del 100%, que devengan intereses a una tasa fija de 4,875% y cuyo vencimiento opera el 12 de diciembre de 2022. Los intereses son pagaderos en forma semestral a partir del 12 de junio de 2018. El capital será repagado en la fecha de vencimiento pudiendo optar la Emisora por rescatar las ONs sin prima compensatoria, total o parcialmente, en cualquier momento a partir del 12 de diciembre de 2020. La sociedad controlante Tecpetrol Internacional S.L. garantiza incondicional e irrevocablemente las obligaciones negociables de la Emisora.

Obligaciones Negociables Clase 4

Con fecha 09 de febrero de 2021, la Emisora emitió ONs 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 09 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 ONs con prima compensatoria, total o parcialmente, en cualquier momento. Los intereses son pagaderos en forma trimestral a partir del 09 de mayo de 2021 y el capital será repagado en la fecha de vencimiento.

Préstamo Itaú 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\$ 220.000.000.

Medidas Adoptadas en Relación con la Pandemia COVID-19

Recientemente, en atención al avance de las coberturas de vacunación, a la disminución de manera considerable de la incidencia de enfermedad grave y de la mortalidad por Covid-19, así como a la circunstancia que desde el pico en la semana del 9 al 15 de enero de 2022 se registran nueve semanas consecutivas de descenso del número de casos hasta el momento actual, a la vez que se han logrado avances significativos con niveles de cobertura del 89,2% en población general y 93,7 % en niños de tres años y más en primera dosis y 80,1 % en población general y 84,1% en niños de 3 años y más de esquemas completos, y más de 15.000.000 de dosis de refuerzo

aplicadas, lo que significa una alta protección de la población para prevenir formas graves y mortalidad, el Ministerio de Salud resolvió modificar lo oportunamente previsto por el artículo 3° de la Resolución Ministerial N° 627/20, en relación a los grupos de riesgo, sin perjuicio que existe incertidumbre a nivel mundial acerca del comportamiento del virus SARS-CoV-2 durante los próximos meses, especialmente durante el invierno del hemisferio sur, debido a la potencial emergencia de nuevas variantes, nuevas olas de contagio, o co-circulación con otros virus respiratorios. De allí, considerando la situación epidemiológica, sanitaria y los avances de la campaña de vacunación, el Ministerio de Salud resolvió actualizar las medidas generales para prevenir tanto la Covid-19 como otras infecciones respiratorias estacionales con el fin de proteger la salud pública, así como de la revisión de las recomendaciones, tanto el comité de expertos que asesora al Ministerio de Salud de la Nación, como la mesa de trabajo Salud/Educación, de la que participan la Organización Panamericana de la Salud (OPS), la Sociedad Argentina de Pediatría (SAP) y el Fondo de las Naciones Unidas para la Infancia (UNICEF), recomendaron continuar con el uso del barbijo en espacios interiores, incluyendo los ámbitos escolares, dada la época del año y la posible circulación concomitante de distintos virus respiratorios. Por tanto, la Resolución N° 705/2022 del Ministerio de Salud (a) estableció recomendaciones de cuidado generales para la prevención de Covid-19 y otras enfermedades respiratorias agudas tales como (i) continuar con el uso adecuado del barbijo en espacios interiores, incluyendo los ámbitos laborales, educativos, sociales y el transporte público, (ii) asegurar la ventilación de los ambientes, (iii) mantener la higiene adecuada y frecuente de manos y (iv) ante la presencia de síntomas, evitar el contacto con otras personas, no acudir a actividades laborales, sociales, educativas, lugares públicos y evitar el uso del transporte público; (b) dejó sin efecto el distanciamiento social de dos metros; (c) dejó sin efecto la obligatoriedad del auto-reporte de síntomas en la aplicación “Cuidar” dispuesta en el artículo 5° de la Decisión Administrativa N°1198/2021; y (d) recomendó para determinar la modalidad de prestación de servicios laborales -presencial o remota- de una persona, la realización de una evaluación médica de riesgo individual con su correspondiente certificación, sin que sea suficiente su sola pertenencia a los grupos de riesgo previstos por el artículo 3° de la Resolución N° 627/2020 del Ministerio de Salud.

Hechos Posteriores

Con fecha 4 de abril de 2022, la Sociedad ha transferido a Siderca S.A.I.C. 100.000 acciones ordinarias de la sociedad Parques Eólicos de la Buena Ventura S.A. (en adelante “PEBV”), nominativas no endosables, de \$1 valor nominal cada una y con derecho a un voto por acción, representativas del 100% del capital social y de las acciones con derecho a voto de la misma, así como un crédito que la misma tenía con dicha compañía. PEBV se encuentra desarrollado el proyecto “Parque Eólico de la Buena Ventura”, de hasta 105 MW y está ubicado en la localidad y partido de Gonzales Chaves, Provincia de Buenos Aires.

El precio de la transacción fue de US\$ 4.000.000, el cual fue abonado en su totalidad. El resultado contable de esta operación será reconocido en los Estados Contables de la Sociedad del segundo trimestre del ejercicio 2022, a cerrarse el 30 de junio de 2022.

2) 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.

3) 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 2021, 2020 y 2019 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 2021, 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 2021 se encuentra cargada en la AIF bajo el ID 2718205.

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 Anonime, 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 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 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 %

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 2019, 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2021.

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

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.

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
Mes				
Enero 2022	105,0150	103,0400	103,9846	105,0150
Febrero 2022.....	107,4417	105,1350	106,3071	107,4417
Marzo 2022 ⁽⁵⁾	110,3900	107,9350	109,1310	110,3900

- (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 28 de marzo de 2022.

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 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 “**T.O. Comunicación 7490**”), relativos al ingreso y egreso de fondos de la Argentina:

Disposiciones específicas para los ingresos por el mercado de cambios

Cobro de Exportaciones de bienes

Conforme con el punto 7.1 del T.O. Comunicación 7490, el contravalor en divisas de las exportaciones oficializadas a partir del 2 de septiembre de 2019 hasta alcanzar el valor facturado según la condición de venta pactada deberá ingresarse al país y liquidarse en el mercado de cambios en los plazos allí indicados. Sin perjuicio de los plazos máximos establecidos, los cobros de exportaciones deberán ser ingresados y liquidados en el mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de cobro.

El exportador debe seleccionar una entidad para que realice el “Seguimiento de las negociaciones de divisas por exportaciones de bienes”. La obligación de ingreso y liquidación de divisas de un permiso de embarque se considerará cumplida cuando la entidad haya certificado tal situación por los mecanismos establecidos a tal efecto.

Anticipos, prefinanciaciones y postfinanciaciones del exterior

Los anticipos, prefinanciaciones y postfinanciaciones del exterior deben ser ingresadas y liquidadas en el mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de cobro o desembolso en el exterior.

Asimismo, las prefinanciaciones, postfinanciaciones y financiaciones a importadores del exterior otorgadas por entidades financieras locales deberán ser liquidadas en el mercado de cambios al momento de su desembolso.

El punto 7.5.2. del T.O. Comunicación 7490 dispone que cuando el monto pendiente de ingreso de las operaciones haya sido prefinanciado en su totalidad y los fondos liquidados en el mercado de cambios en concepto de prefinanciaciones de exportaciones locales y/o del exterior, se podrá extender el plazo para la liquidación de divisas del embarque hasta la fecha de vencimiento de la correspondiente financiación.

Por su parte, en caso de que el exportador demuestre haber liquidado en el mercado de cambios el monto recibido en virtud de posfinanciaciones de exportaciones que cubran la totalidad del monto pendiente de ingreso del permiso, y en tanto no se cumpla ningún impedimento para la emisión de la certificación de aplicación, el plazo para la liquidación de divisas del embarque podrá extenderse hasta la fecha del vencimiento del crédito de mayor plazo descontado y/o cedido por el exportador.

Esto último también será de aplicación cuando el exportador haya prefinanciado parcialmente la operación y demuestre haber liquidado en el mercado de cambio, antes del vencimiento, posfinanciaciones de exportaciones que cubran el resto del monto pendiente de ingreso.

Cobros de exportaciones de servicios

De acuerdo al punto 2.2 del T.O. Comunicación 7490 los cobros de exportaciones de servicios deberán ser ingresados y liquidados en el mercado local de cambios en un plazo no mayor a los 5 días hábiles a partir de la fecha de su percepción en el exterior o en el país, o de su acreditación en cuentas del exterior.

En el caso de fondos percibidos o acreditados en el exterior, se podrá considerar cumplimentado el ingreso y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales debitados por las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país.

En el caso de que los cobros sean ingresados a través del sistema de monedas locales se considerará cumplimentada la liquidación por el monto acreditado en moneda nacional en la cuenta del exportador. En caso de que se trate de servicios prestados a residentes paraguayos facturados en guaraníes se computará el equivalente en dicha moneda del monto acreditado.

Se admitirá la aplicación de cobros de exportaciones de servicios a la cancelación de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior o títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país o a la repatriación de aportes de inversiones directas, en la medida que se cumplan los requisitos previstos en el punto 7.9 del T.O. Comunicación 7490.

Asimismo, en la medida que se cumplan los requisitos previstos en los puntos 3.11.3. y 7.9.5. del T.O. Comunicación 7490, se admitirá que los cobros de exportaciones de servicios sean acumulados en cuentas abiertas en entidades financieras locales o en el exterior, por los montos exigibles en los contratos de endeudamiento, con el objeto de garantizar la cancelación de los

servicios de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior y/o emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país.

Aplicación de divisas de cobros de exportaciones

Se admitirá la aplicación de cobros en divisas por exportaciones de bienes y servicios, en la medida que se cumplan las condiciones consignadas en cada caso, a:

- a) Pago de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020 y destinados a la financiación de proyectos que cumplen las condiciones previstas en el punto 7.9.2 del T.O. Comunicación 7490, en la medida que su vida promedio no sea inferior a 1 (un) año, considerando los pagos de servicios de capital e intereses.
- b) Repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020 y destinados a la financiación de proyectos que cumplen las condiciones previstas en el punto 7.9.2 del T.O. Comunicación 7490, en la medida que la repatriación se produzca con posterioridad a la fecha de finalización y puesta en ejecución del proyecto de inversión y, como mínimo, 1 (un) año después del ingreso del aporte de capital en el mercado de cambios.
- c) Pago de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera que cumplan las condiciones previstas en el punto 3.6.1.3. del T.O. Comunicación 7490, cuyos fondos hayan sido liquidados en el mercado de cambios a partir del 16 de octubre de 2020 y destinados a la financiación de proyectos que cumplen las condiciones previstas en el punto 7.9.2. del T.O. Comunicación 7490, en la medida que su vida promedio sea no inferior a 1 (un) año considerando los vencimientos de capital e intereses.
- d) Pago de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios a partir del 16 de octubre de 2020 y hayan permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17 del T.O. Comunicación 7490.
- e) Pago de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país o emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior, concertadas a partir del 9 de octubre de 2020, con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años y cuya entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17 del T.O. Comunicación 7490.
- f) Pago de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera que cumplan las condiciones previstas en el punto 3.6.1.3. del T.O. Comunicación 7490 cuyos fondos hayan sido liquidados en el mercado de cambios a partir

del 16 de octubre de 2020 y hayan permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17 del T.O. Comunicación 7490.

g) Pago de capital e intereses de emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país o emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior, cuya emisión haya tenido lugar a partir del 7 de enero de 2021 y durante la vigencia de lo establecido en el punto 3.17 del T.O. Comunicación 7490 (actualmente 31.12.22), que se realicen en el marco de operaciones de canje de títulos de deuda o refinanciación de vencimientos de capital y/o interés de los siguientes 2 años por endeudamientos con el exterior cuyo vencimiento final fuese posterior a lo establecido en el punto 3.17 del T.O. Comunicación 7490 (actualmente 31.12.22), en la medida que considerando el conjunto de la operación la vida promedio de la nueva deuda implique un incremento no inferior a 18 meses respecto a los vencimientos refinanciados.

Las operaciones detalladas en a), b) y c) anteriores serán elegibles en la medida que los fondos liquidados sean destinados a la financiación de proyectos de inversión en el país que generen: (i) un aumento en la producción de bienes que, en su mayor parte, serán colocados en mercados externos y/o que permitirán sustituir importaciones de bienes. Se entenderá como cumplida la condición precedente, cuando se demuestre razonablemente que al menos dos tercios del incremento en la producción de bienes como resultado del proyecto, tendrá como destino los mercados externos y/o la sustitución de importaciones en los 3 (tres) años siguientes a la finalización del proyecto, con un efecto positivo en el balance cambiario de bienes y servicios, y/o (ii) un aumento en la capacidad de transporte de exportaciones de bienes y servicios con la construcción de obras de infraestructura en puertos, aeropuertos y terminales terrestres de transporte internacional.

Se admite, asimismo, la aplicación de cobros de exportaciones a la cancelación de:

- (i) Prefinanciaciones y financiaciones otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales, sujeto a ciertas condiciones.
- (ii) Prefinanciaciones, anticipos y posfinanciaciones ingresadas y liquidadas en el mercado local de cambios y declaradas en el relevamiento de activos y pasivos externos, sujeto a ciertas condiciones.
- (iii) Préstamos financieros con contratos vigentes al 31 de agosto de 2019 cuyas condiciones prevean la atención de los servicios mediante la aplicación en el exterior del flujo de fondos de exportaciones.
- (iv) Liquidaciones asociadas a exportaciones que cuenten con financiación de entidades financieras locales a importadores del exterior.
- (v) Operaciones habilitadas para la aplicación de cobros de exportaciones de bienes en el marco del régimen de fomento de inversión para las exportaciones (Decreto N° 234/2021)

Aquellas aplicaciones de cobro de exportaciones que no se encuentren detalladas en los puntos (i), a (vi) precedentes, requerirán la conformidad previa del BCRA.

Cancelación de anticipos u otras financiaciones de exportación sin aplicación de divisas por cobros de exportaciones de bienes.

Como regla general, estas operaciones deberán ser canceladas con fondos originados en el cobro de exportaciones de bienes, salvo que el cliente pueda demostrar que no puede hacerlo de dicha forma por causas ajenas a su voluntad, en cuyo caso el acceso al mercado de cambios para cancelar anticipos u otras financiaciones de exportaciones del exterior sin aplicación de divisas de cobros de exportaciones de bienes se regirá por las normas para la cancelación de servicios de capital de préstamos financieros.

El acceso al mercado de cambios por parte de clientes para la precancelación de financiaciones de exportación otorgadas por entidades financieras locales quedará sujeto a la conformidad previa del BCRA. Este requisito se considerará cumplimentado en la medida que el cliente registre, en la fecha de acceso al mercado, liquidaciones por cobros de exportaciones de bienes por un monto igual o mayor al que se precancela a la entidad financiera local.

Cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera

El punto 8.5.18 del T.O. Comunicación 7490 establece que, en relación con los cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera, se podrá considerar cumplimentado parcial o totalmente el seguimiento de un permiso de embarque por el valor equivalente a los montos abonados localmente en pesos y/o en moneda extranjera al exportador por un agente local de la empresa propietaria de los medios de transporte de bandera extranjera, en la medida que se verifiquen las siguientes condiciones:

- i. La documentación permite constatar que la entrega de la mercadería exportada se ha producido en el país, que el agente local de la empresa propietaria de los medios de transporte de bandera extranjera ha realizado localmente el pago al exportador y la moneda en la que dicho pago se efectuó.
- ii. La entidad cuente con una certificación emitida por una entidad en la que conste que el referido agente local hubiera tenido acceso al mercado de cambios en virtud de lo dispuesto en el punto 3.2.2 del Texto Ordenado de Exterior y Cambios por el monto equivalente en moneda extranjera que se pretende imputar al permiso.

La entidad emisora de la mencionada certificación deberá previamente:

- (a) verificar el cumplimiento de todos los requisitos establecidos por la normativa cambiaria para el acceso al mercado de cambios por el punto 3.2.2. del T.O. Comunicación 7490, con excepción de lo previsto en el punto 3.16.1 de tales normas.
 - (b) contar con una declaración jurada del referido agente local en la que conste que no ha transferido ni transferirá fondos al exterior por la parte proporcional de las operaciones comprendidas en la certificación.
- iii. En caso de que los montos hayan sido percibidos en el país en moneda extranjera, la entidad cuenta con la certificación de liquidación de los fondos en el mercado de cambios.

El agente local no ha utilizado este mecanismo por un monto superior al equivalente de US\$ 250.000 en el mes calendario en curso

Enajenación de activos no financieros no producidos

El punto 2.3 del T.O. Comunicación 7490 dispone que la percepción por parte de residentes de montos en moneda extranjera por la enajenación de activos no financieros no producidos a no residentes deberá ingresarse y liquidarse en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de percepción de los fondos en el país o en el exterior o de su acreditación en cuentas del exterior.

En el caso de fondos percibidos o acreditados en el exterior, se podrá considerar cumplimentado el ingreso y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales debitados por las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país.

Endeudamientos financieros con el exterior

El punto 2.4 del T.O. Comunicación 7490 establece que las deudas de carácter financiero desembolsadas a partir del 1° de septiembre de 2019 deberán ser ingresadas y liquidadas en el mercado de cambios como requisito para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender sus servicios de capital e intereses y, en caso de corresponder, que la operación se encuentre declarada en la última presentación vencida del Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.

En el caso de las entidades autorizadas a operar con cambios, lo previsto en el párrafo precedente se considerará cumplido con el ingreso de los fondos a la a la Posición General de Cambios (PGC).

Hasta el 31 de diciembre de 2020 se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para la cancelación de servicios de capital de endeudamientos financieros con el exterior cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor, excepto que los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020 y el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los dos años. Este requisito no resulta de aplicación para las operaciones propias de las entidades financieras locales y tampoco resultará de aplicación cuando el cliente cuente con “Certificación de aumento de exportaciones de bienes” emitida en el marco de lo dispuesto por el punto 3.18 del T.O Comunicación 7422.

El punto 3.17 del T.O. Comunicación 7490 establece que aquellos deudores que tengan vencimientos de capital de pasivos en moneda extranjera programados entre el 15 de diciembre de 2020 y hasta el 31 de diciembre de 2022 por las siguientes operaciones:

- i. endeudamiento financiero externo del sector privado no financiero con un acreedor que no es una contraparte relacionada con el deudor;
- ii. endeudamiento financiero externo por operaciones propias de la entidad y/o
- iii. las emisiones de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina, denominados en moneda extranjera, de clientes del sector privado o de las propias entidades financieras, deberán presentar al Banco Central un plan de refinanciamiento de acuerdo con los siguientes criterios (un “**Plan de Refinanciación**”):
 - a. el monto neto por el cual se accederá al mercado de cambios en los plazos originales no superará el 40% del monto de capital que vencía; y

- b. El 60% restante del capital adeudado deberá ser refinanciado con un nuevo endeudamiento externo con una vida promedio de 2 años.

El esquema de refinanciación se considerará cumplimentado cuando el deudor acceda al mercado de cambios para cancelar capital por un monto superior al 40 % del monto del capital que vencía, en la medida que el deudor por un monto igual o superior al excedente sobre el 40 %:

i) registre liquidaciones en el mercado de cambios a partir del 9.10.2020 por emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior u otros endeudamientos financieros con el exterior; o

ii) registre liquidaciones en el mercado de cambios a partir del 9 de octubre de 2020 por emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera que cumplan las condiciones previstas en el punto 3.6.1.3 del T.O. Comunicación 7490.; o

iii) cuente con una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" emitida en el marco del punto 3.18 del T.O. Comunicación 7490.

Lo anterior no será de aplicación cuando los vencimientos de capital correspondan a:

- (i) endeudamientos contraídos con, o garantizados por, organismos internacionales, sus agencias asociadas, o agencias de crédito a la exportación;
- (ii) endeudamientos originados a partir del 01 de enero de 2020 y cuyos fondos hayan sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios;
- (iii) endeudamientos originados a partir del 01 de enero de 2020 y que constituyen refinanciamientos de vencimientos de capital posteriores a esa fecha, en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros que se establecen en el punto 3.17.3 del T.O. Comunicación 7490.
- (iv) la porción remanente de vencimientos ya refinanciados en la medida que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el punto 3.17.3 del T.O. Comunicación 7490.
- (v) un deudor que accederá al mercado de cambios para la cancelación del capital por los endeudamientos comprendidos por un monto que no superará el equivalente a USD 2.000.000 (dos millones de dólares estadounidenses) en el mes calendario y en el conjunto de las entidades

El plan de refinanciación deberá presentarse ante el BCRA como mínimo 30 (treinta) días corridos antes del vencimiento de capital a refinanciarse.

En línea con lo dispuesto por el BCRA, la CNV emitió la Resolución General N° 861 a los efectos de facilitar las refinanciamientos de deuda a través del mercado de capitales. En este sentido dispuso que en los casos en los que la emisora se proponga refinanciar deudas mediante una oferta de canje o la integración de nuevas emisiones de obligaciones negociables, en ambos casos en canje por o

integración con obligaciones negociables previamente emitidas por la sociedad y colocadas en forma privada y/o con créditos preexistentes contra ella, se considerará cumplimentado el requisito de colocación por oferta pública, cuando la nueva emisión resulte suscripta bajo esta forma, por acreedores de la sociedad cuyas obligaciones negociables sin oferta pública y/o créditos preexistentes representen un porcentaje que no exceda el treinta por ciento (30%) del monto total efectivamente colocado, y que el porcentaje restante sea suscripto e integrado en efectivo o mediante la integración en especie entregando obligaciones negociables originalmente colocadas por oferta pública, u otros valores negociables con oferta pública y listado y/o negociación en mercados autorizados por la CNV, emitidos o librados por la misma sociedad, por personas que se encuentren domiciliadas en el país o en países que no se encuentren incluidos en el listado de jurisdicciones no cooperantes a los fines de la transparencia fiscal, previstos en el artículo 24 del Anexo integrante del Decreto N° 862/2019 o el que en el futuro lo reemplace. Además, dispuso la obligatoriedad del cumplimiento de ciertos requisitos para dar por cumplimentado el requisito de colocación por oferta pública.

Para mayor información, recomendamos al público inversor la lectura de la Resolución General N° 861 de la CNV.

Se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para la precancelación con más de 3 días hábiles antes al vencimiento de servicios de capital e intereses de deudas financieras con el exterior, excepto que se verifiquen las siguientes condiciones: (i) la precancelación sea efectuada en manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo endeudamiento de carácter financiero desembolsado a partir del 17 de octubre de 2019; (ii) la vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela; y (iii) el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento en ningún momento podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda que se cancela..

Por otra parte, conforme al punto 3.6.4.4. del T.O Comunicación 7422, se podrá acceder al mercado de cambios con una antelación no mayor a 45 días corridos a la fecha de vencimiento para cancelar capital e intereses de deudas financieras con el exterior o títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera, cuando la precancelación se concreta en el marco de un proceso de refinanciación de deuda de conformidad con los términos previstos en el punto 3.17 del T.O Comunicación 7422; el monto de intereses abonado no supera el monto de los intereses devengados por el endeudamiento refinanciado hasta la fecha en que se cerró la refinanciación; y el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento no podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda refinanciada.

Asimismo, el punto 3.5.3.2 establece que se podrá acceder al mercado de cambios con anterioridad a la fecha de vencimiento cuando: i) la precancelación se concreta en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda emitidos por el cliente; ii) el monto abonado antes del vencimiento corresponde a los intereses devengados a la fecha de cierre del canje; iii) la vida promedio de los nuevos títulos de deuda es mayor a la vida promedio remanente del título canjeado; y iv) el monto acumulado de los vencimientos de capital de los nuevos títulos en ningún momento podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital del título canjeado.

Plan Gas

En la medida que se encuentre vigente el requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para la cancelación al vencimiento de capital e intereses de los endeudamientos financieros con el exterior, este requisito no resultará de aplicación en la medida que se cumpla la totalidad de las siguientes condiciones:

- a) el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el “Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024” establecido en el artículo 2° del Decreto N° 892/20;
- b) los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16.11.2020; y
- c) el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años.

Excepciones a la obligación de liquidación

Según se dispone en el punto 2.6 del T.O. Comunicación 7490, no resultará exigible la liquidación en el mercado de cambios de las divisas en moneda extranjera que reciban los residentes por exportaciones de bienes y servicios y por la enajenación de activos no financieros no producidos, ni como condición para su repago en los casos de endeudamientos con el exterior y de emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

- a) Los fondos ingresen al país para su acreditación en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales.
- b) El ingreso se efectúe dentro del plazo para la liquidación de los fondos en el mercado de cambios que pueda ser aplicable a la operación.
- c) Los fondos en moneda extranjera se apliquen de manera simultánea a operaciones por las cuales la normativa cambiaria vigente permite el acceso al mercado de cambios contra moneda local, teniendo en cuenta los límites establecidos para cada concepto involucrado.

Si el ingreso correspondiese a nueva deuda financiera con el exterior y el destino fuese la precancelación de deuda local en moneda extranjera con una entidad financiera, la nueva deuda con el exterior deberá tener una vida promedio mayor a la que se precancela con la entidad local.

- d) La utilización de este mecanismo resulte neutro en materia fiscal.

Canjes y arbitrajes con clientes asociados a ingresos de divisas del exterior

Las entidades podrán dar curso a estas operaciones con clientes en la medida que no correspondan a operaciones alcanzadas por la obligación de liquidación en el mercado de cambios. Por estas operaciones las entidades financieras deberán permitir la acreditación de ingresos de divisas del exterior a las cuentas abiertas por el cliente en moneda extranjera. En caso de que la transferencia corresponda a la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la entidad deberá acreditar el mismo monto recibido del exterior. Cuando la entidad decida el cobro de una comisión y/o cargo

por estas operaciones, ésta deberá instrumentarse a través de un concepto individualizado específicamente.

Canjes y arbitrajes con clientes

El punto 3.14 del T.O. Comunicación 7490 permite a las entidades llevar a cabo con sus clientes operaciones de canje y arbitraje no asociadas a un ingreso de divisas desde el exterior en los siguientes casos: (i) transferencias de divisas al exterior de personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior, (ii) transferencias de divisas al exterior por parte de centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por servicios de capital y renta de títulos del Tesoro Nacional, (iii) transferencia de divisas al exterior de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas de remesadoras en el exterior por hasta el equivalente de US\$ 500 (quinientos dólares estadounidenses) en el mes calendario y en el conjunto de las entidades, (iv) operaciones de arbitraje no originadas en transferencias del exterior en tanto que los fondos se debiten de una cuenta en moneda extranjera del cliente en una entidad local; (v) Las operaciones de canje y arbitraje de personas humanas no residentes podrán realizarse sin restricciones en la medida que los fondos resultantes sean acreditados en una "Caja de ahorro para turistas" prevista en las normas sobre "Depósitos de ahorro, cuenta sueldo y especiales"; y (v) las demás operaciones de canje y arbitraje con clientes podrán efectuarse sin conformidad previa del BCRA siempre que, de realizarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan llevarse a cabo sin dicha conformidad según la normativa vigente.

Certificado de aumento de las exportaciones de bienes

El T.O Comunicación 7422, establece que, a partir del 14 de junio de 2021, los clientes que cuenten con un "Certificado de aumento de las exportaciones de bienes" quedarán exceptuados del requisito de conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios en aquellas operaciones en que se prevea tal opción. 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.

El exportador deberá nominar una única entidad financiera local que será la responsable de emitir las correspondientes certificaciones y remitirlas a las entidades por las cuales el cliente desee acceder al mercado. La entidad nominada podrá emitir una "Certificación de aumento de las exportaciones de bienes en el año t" cuando se verifiquen la totalidad de los siguientes requisitos:

- a) El valor FOB de las exportaciones de bienes comprendidos en los puntos 7.1.1.2 a 7.1.1.5. embarcados en el año t y que cuenten con una certificación de cumplimiento en el marco del SECOEXPO, es superior al valor FOB de sus exportaciones para ese mismo conjunto de bienes embarcadas en todo el año t-1.
- b) El exportador no registra a la fecha de emisión permisos con plazo vencido para el ingreso y liquidación de las divisas en situación de incumplimiento.
- c) El exportador registró exportaciones de bienes en el año t-1.

- d) El monto de las certificaciones emitidas, incluyendo la que se solicita emitir, no supera el equivalente en moneda extranjera al monto máximo establecido para el exportador por lo dispuesto en el punto 3.18.3.
- e) La entidad cuenta con una declaración jurada del exportador en la que deje constancia de que el aumento de las exportaciones corresponde a nuevas operaciones comerciales de carácter genuino y no a exportaciones de bienes previamente realizadas por terceros que se registran a su nombre en virtud de acuerdos con el tercero u otros.
- f) La entidad cuenta con una declaración jurada del exportador en la que deje constancia de que, en caso de haber sido convocados tanto él como su grupo económico a un acuerdo de precios por el Gobierno Nacional, no han rechazado participar en tales acuerdos ni han incumplido lo acordado en caso de poseer un programa vigente; y otros requisitos establecidos en la normativa.

Disposiciones específicas para los egresos por el mercado de cambios

Requisitos generales para los egresos por el mercado de cambios

Como regla general, y de forma complementaria a aquellos relacionados con cada operación, ciertos requisitos generales deben cumplirse para poder acceder al mercado de cambios sin la conformidad previa del BCRA. El T.O. Comunicación 7490 establece que la entidad interviniente deberá contar con la conformidad previa del BCRA excepto que cuente con una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que al momento de acceso al mercado de cambios:

- a. (i) No poseía activos externos líquidos disponibles al inicio del día en que solicita el acceso al mercado por un monto superior equivalente a US\$ 100.000 (cien mil dólares estadounidenses) y (ii) la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras. Son considerados “activos externos líquidos” a estos efectos, las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera. Por otra parte, no deben considerarse activos externos líquidos disponibles a aquellos fondos depositados en el exterior que no pudiesen ser utilizados por el cliente por tratarse de fondos de reserva o de garantía constituidos en virtud de las exigencias previstas en contratos de endeudamiento con el exterior o de fondos constituidos como garantía de operaciones con derivados concertadas en el exterior.

En el caso de que el cliente tuviera activos externos líquidos disponibles por un monto superior al establecido anteriormente, la entidad también podrá aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que no se excede tal monto al considerar que, parcial o totalmente, tales activos: (1) fueron utilizados durante esa jornada para realizar pagos que hubieran tenido acceso al mercado local de cambios; (2) fueron transferidos a favor del cliente a una cuenta de corresponsalía de una entidad local autorizada a operar en cambios; (3) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior que se originan en cobros de exportaciones de bienes y/o servicios o anticipos, prefinanciaciones o postfinanciaciones de exportaciones de bienes otorgados por no residentes, o en la enajenación de activos no financieros no producidos para los cuales no ha transcurrido el plazo de 5 (cinco) días hábiles desde su percepción; (4) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior originados en endeudamientos financieros con el exterior y su monto

no supera el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos.

b. Se compromete a liquidar en el mercado de cambios, dentro de los cinco días hábiles de su puesta a disposición, aquellos fondos que reciba en el exterior originados en (i) el cobro de préstamos otorgados a terceros, (ii) el cobro de un depósito a plazo o (iii) de la venta de cualquier tipo de activo, (en todos los supuestos (i), (ii) y (iii) mencionados más arriba, cuando la operación en cuestión se hubiera concertado con posterioridad al 28 de mayo de 2020).

La declaración jurada del punto (b) no será requerida para los egresos que correspondan a: (i) operaciones de clientes realizadas en el marco de los puntos 3.8., 3.13. y 3.14.1. a 3.14.4. del T.O. Comunicación 7490; (ii) operaciones propias de la entidad en carácter de cliente; (iii) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra; o (iv) pagos al exterior de las empresas no financieras emisoras de tarjetas por el uso de tarjetas de crédito, de compra, de débito o prepagas emitidas en el país.

c. Deja constancia que (i) en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 90 días corridos anteriores no ha concertado ventas en el país con liquidación en moneda extranjera ventas de títulos valores emitidos por residentes por activos externos o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos de títulos valores emitidos por no residentes; y (ii) se compromete a no concertar ventas en el país con liquidación en moneda extranjera de títulos valores emitidos por residentes o canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos de títulos valores emitidos por no residentes a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 días corridos subsiguientes. A los efectos de estas declaraciones juradas no deberán tenerse en cuenta las transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior realizadas o a realizar por el cliente con el objeto de participar de un canje de títulos de deuda emitidos por el Gobierno Nacional, gobiernos locales u emisores residentes del sector privado. El cliente deberá comprometerse a presentar la correspondiente certificación por los títulos de deuda canjeados.

El requisito del párrafo anterior no resultará de aplicación para los egresos que correspondan a: (i) operaciones de clientes realizadas en el marco del punto 3.14.1. en la medida que corresponda a la transferencia al exterior de los fondos remanentes en una "Caja de ahorro para turistas" al momento de cierre; (ii) operaciones de clientes realizadas en el marco de los puntos 3.14.2. a 3.14.5.; (iii) cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra; (iv) operaciones comprendidas en el punto 3.13.1.4. en la medida que las mismas sean cursadas en forma automática por la entidad en su carácter de apoderada del beneficiario no residente.

d. El punto 3.16.3 del T.O Comunicación 7422 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 consta:

- a) El detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente. A los efectos de determinar la existencia de una relación de control director deberán considerarse los tipos de relaciones descriptos en el punto 1.2.2.1 de las normas de “Grandes exposiciones al riesgo de crédito” del BCRA; y
- b) Dejando constancia que, en los 90 días corridos anteriores a solicitar el acceso, no ha entregado en el país fondos en moneda local, ni otros activos locales líquidos, a ninguna persona humana o jurídica que ejerza una relación de control directo sobre ella, excepto que:
 - I. Dicha entrega se haya realizado con anterioridad al 12 de julio de 2021;
 - II. Dicha entrega esté directamente asociada a operaciones habituales de adquisición de bienes y/o servicios; o
 - III. Quien solicite el acceso al mercado de cambios presente una declaración jurada rubricada por cada persona humana o jurídica detallada en el punto a) dejando constancia de lo previsto en c.

Asimismo, el punto 3.16.4 del T.O. Comunicación 7490 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.

Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones

El 7 de abril de 2021, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto N° 234/2021 (luego modificado por el Decreto N° 836/2021) que estableció el 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, 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 de Fomento 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 beneficios del Régimen de Fomento cesarán (i) al vencimiento del plazo de utilización, (ii) en determinados casos, cuando el beneficiario deje de tener capacidad para desarrollar la actividad motivo del proyecto de inversión, según lo establecido en el régimen aplicable, o (iii) si el beneficiario incumple sus obligaciones bajo este Régimen de Promoción sin justificación.

El punto 7.10 del T.O. Comunicación 7490 establece que se admitirá la aplicación de cobros en divisas por exportaciones de bienes que correspondan a proyectos comprendidos en el Régimen de Fomento en los términos fijados por la autoridad de aplicación, para las siguientes operaciones: (a) pago a partir del vencimiento de capital e intereses de deudas por la importación de bienes y servicios; (b) pago a partir del vencimiento de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior; (c) pago de utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados; y (d) repatriación de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales.

Tales aplicaciones estarán sujetas al cumplimiento de las siguientes condiciones:

- (i) monto aplicado no supere el 20% del monto en divisas que corresponde al permiso de exportación cuyos cobros se aplican;
- (ii) el monto aplicado en el año calendario no supere el equivalente al 25% del monto bruto de las divisas ingresadas por el mercado de cambios para financiar el desarrollo del proyecto que genera las exportaciones aplicadas. Dicho monto bruto surgirá del monto acumulado de las liquidaciones efectuadas en el mercado de cambios a partir del 07 de abril 2021 en concepto de (a) endeudamientos financieros con el exterior y (b) aportes de inversión extranjera directa. Las liquidaciones podrán ser computadas una vez transcurrido un año calendario desde su liquidación en el mercado de cambios;
- (iii) Cuando los proyectos incluidos contemplen inversiones superiores a US\$ 500.000.000, los beneficiarios podrán optar por acceder a un beneficio ampliado. El monto del beneficio de libre aplicación no podrá superar un máximo anual equivalente al 40% del monto bruto de las divisas ingresadas por

- el mercado de cambios para financiar el desarrollo del proyecto que genera las exportaciones aplicadas.
- (iv) Cuando los proyectos incluidos contemplen inversiones superiores a US\$ 1.000.000.000, los beneficiarios podrán optar por acceder a un beneficio ampliado. El monto del beneficio de libre aplicación no podrá superar un máximo anual equivalente al 60% del monto bruto de las divisas ingresadas por el mercado de cambios para financiar el desarrollo del proyecto que genera las exportaciones aplicadas.
 - (v) los exportadores que opten por este mecanismo deberán designar una entidad financiera local para que realice el seguimiento del proyecto comprendido en el Régimen de Fomento.

Asimismo, los cobros de exportación de bienes recibidos por un exportador que resulten elegibles para ser aplicados a los conceptos arriba mencionados y no sean aplicados de forma simultánea podrán quedar depositados hasta su aplicación en las cuentas corresponsales en el exterior de entidades financieras locales y/o en cuentas locales en moneda extranjera de entidades financieras locales. En caso de que la aplicación no hubiese tenido lugar al momento del vencimiento del plazo para la liquidación de divisas del correspondiente permiso de embarque, el exportador podrá solicitar a la entidad encargada del seguimiento que dicho plazo sea ampliado hasta la fecha en que se estima se efectuará la aplicación.

Pagos de importaciones y otras compras de bienes al exterior

El punto 3.1 del T.O. Comunicación 7490 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 T.O. Comunicación 7490, 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 T.O. Comunicación 7490. 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 T.O. Comunicación 7490.

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.

Pagos de servicios prestados por no residentes

En virtud del punto 3.2 del T.O. Comunicación 7490 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.

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.

Pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios

De conformidad con el punto 3.3 del T.O. Comunicación 7490, se permite el acceso al mercado de cambios para pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios, en la medida en que se verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".

Asimismo, se requerirá de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para la precancelación de deuda por importaciones de bienes y servicios.

Certificación de ingreso de nuevo endeudamiento financiero con el exterior

Los clientes que registren nuevos endeudamientos financieros con el exterior, podrán acceder al mercado de cambios para cursar (i) pagos de importaciones de bienes sin la conformidad previa requerida en el punto 10.11, y/o (ii) pagos de servicios a contrapartes vinculadas sin la conformidad previa del BCRA requerida en el punto 3.2., cuando sea un pago a partir del vencimiento de una obligación por un servicio prestado al menos 180 días corridos antes del acceso o derivada de un contrato firmado con una antelación similar, en la medida que cuenten con una certificación emitida por una entidad respecto al cumplimiento de los siguientes requisitos:

- a) el nuevo endeudamiento financiero con el exterior tiene una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años y no registra vencimientos de capital como mínimo hasta tres meses después de su liquidación en el mercado de cambios;
- b) el monto certificado no supera el monto ingresado y liquidado en el mercado de cambios a partir del 27 de agosto de 2021; y
- c) la entidad cuenta con una declaración jurada del cliente donde consta que a) No ha utilizado este mecanismo por un monto superior al equivalente a USD 10 millones, incluyendo la

certificación solicitada, y b) el nuevo endeudamiento financiero con el exterior no se encuentre receptado dentro de los puntos 3.5.3.1., 3.6.4.2., 3.17.3., 7.9. y 7.10 del T.O. Comunicación 7490.

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

La certificación podrá ser utilizada dentro de los cinco días hábiles de la liquidación de los fondos

Pagos de utilidades y dividendos

El punto 3.4 del T.O. Comunicación 7490 permite el acceso al mercado de cambios para el giro de divisas al exterior en concepto de pago de dividendos y utilidades a accionistas no residentes, en tanto se cumplan las siguientes condiciones:

- a. Los dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.
- b. El monto total abonado a los accionistas no residentes no deberá superar el monto en Pesos que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas.
- c. De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos por las operaciones involucradas.
- d. La empresa encuadra dentro de alguna de las siguientes situaciones:
 - i. Registra aportes de inversión directa liquidados a partir del 17 de enero de 2020, en cuyo caso, (i) el monto total de transferencias que se cursen en el mercado de cambios a partir de esa fecha en virtud de este concepto no podrá superar el 30% del valor de los nuevos aportes de capital realizados en la empresa residente que hubieran sido ingresados y liquidados a través del mercado de cambios a partir de dicha fecha; (ii) la entidad deberá contar con una certificación emitida por la entidad que dio curso a la liquidación respecto a que no ha emitido certificaciones a los efectos previstos en este punto por un monto superior al 30 % del monto liquidado; (iii) el acceso al mercado de cambios deberá efectuarse en un plazo no menor a treinta (30) días corridos desde la fecha de liquidación del último aporte de capital que se compute a efectos de determinar el límite del 30% antes mencionado; y (iv) al momento del acceso se deberá acreditar la capitalización definitiva del aporte o, en su defecto, constancia del inicio del trámite de inscripción del aporte ante el Registro Público de Comercio. En este último caso, se deberá acreditar la capitalización definitiva dentro de los 365 días corridos desde el inicio del trámite.
 - ii. Utilidades generadas en proyectos enmarcados en el Plan Gas, en cuyo caso, (i) las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados en dicho plan; (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.

- iii. Cuenta con una Certificación de aumento de exportaciones de bienes emitida en el marco del punto 3.18 del T.O. Comunicación 7490, por el equivalente al valor de utilidades y dividendos que abona.

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

Cancelación de garantías financieras otorgadas por entidades financieras locales

De acuerdo con el punto 3.20 del T.O Comunicación 7422, las entidades financieras locales podrán acceder al mercado de cambios para hacer frente a sus obligaciones con no residentes por garantías financieras otorgadas a partir del 1 de octubre de 2021, en la medida que se reúnan la totalidad de las siguientes condiciones:

- (i) El otorgamiento de la garantía fue un requisito para la concreción de un contrato de obras o provisión de bienes y/o servicios que implicaba, en forma directa o indirecta, la realización de exportaciones de bienes y/o servicios de residentes argentinos.
- (ii) La garantía se emite por pedido del residente que proporcionará los bienes o servicios y está asociada al cumplimiento de los contratos de obras o provisión de bienes y/o servicios por su parte o por una empresa no residente bajo su control que tendrá a su cargo la ejecución del contrato.
- (iii) La contraparte del mencionado contrato es un no residente no vinculado con el residente que exportará los bienes y/o servicios.
- (iv) El beneficiario del pago es la contraparte no residente o una entidad financiera del exterior que haya otorgado garantías por el fiel cumplimiento de contratos de obras o provisión de bienes y/o servicios por parte del exportador o una empresa no residente que controla.
- (v) El monto de la garantía que otorga la entidad financiera local no supera el valor de las exportaciones de bienes y/o servicios que realizará el residente a partir de la ejecución del contrato de obras o provisión de bienes y/o servicios.
- (vi) El plazo de vigencia de la garantía no excede los 180 días corridos de la fecha de embarque de bienes locales o finalización de la prestación de servicios, relacionados con el contrato objeto de la garantía.

Constitución de garantías en el marco de los nuevos endeudamientos

Los residentes tendrán acceso al mercado de cambios para la constitución de garantías vinculadas a endeudamientos originados a partir del 7 de enero de 2021 que se encuentren comprendidos bajo

el punto 7.9 del T.O. Comunicación 7490, o a fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de tales endeudamientos. Las garantías deberán constituirse en cuentas abiertas en entidades financieras locales o, de tratarse de un endeudamiento externo, en el exterior, por hasta los montos exigibles en los contratos de endeudamiento y en las siguientes condiciones:

- i. Las compras se realicen en forma simultánea con la liquidación de divisas y/o a partir de fondos ingresados a nombre del exportador en una cuenta de corresponsalía en el exterior de una entidad local, y,
- ii. Las garantías acumuladas en moneda extranjera no superen el equivalente al 125% de los servicios por capital e intereses a abonar en el mes corriente y los siguientes seis meses calendario, de acuerdo con el cronograma de vencimientos de los servicios acordados con los acreedores.

Los fondos en moneda extranjera que no se utilicen en la cancelación del servicio de deuda y/o el mantenimiento del monto de la garantía indicado en el punto anterior comprometido deberán ser liquidados en el mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles posteriores a la fecha de vencimiento.

Pagos de obligaciones en moneda extranjera entre residentes

El punto 3.6 del T.O. Comunicación 7490 fija la prohibición del acceso al mercado de cambios para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, concertadas a partir del 1 de septiembre de 2019. Sin embargo, fija como excepciones la cancelación a partir de su vencimiento de capital e intereses de:

-Las financiaciones en moneda extranjeras otorgadas por entidades financieras locales (inclusive los pagos por consumos en moneda extranjera mediante tarjetas de crédito).

-Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30 de agosto de 2019.

-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 y que conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones.

-Las emisiones realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019 de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el mercado de cambios.

-Las emisiones realizadas a partir del 9 de octubre de 2020 de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que su vida promedio no sea inferior a 2 (dos) años y su entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17.

-Las emisiones realizadas a partir del 7 de enero 2021 de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que fueran entregadas a acreedores para refinanciar deudas preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital durante los primeros 2 (dos) años, el monto equivalente a los intereses que se devengarían en los 2 (dos) primeros años por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados..

Pagos de endeudamientos en moneda extranjera de residentes por parte de fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios

En el punto 3.7 del T.O. Comunicación 7490 se aclara que las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de principal o intereses a los fideicomisos constituidos en el país por un residente, para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de su obligación, en la medida que verifique que el deudor hubiese tenido acceso para realizar el pago a su nombre por cumplimentar las disposiciones normativas aplicables.

Compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes para la formación de activos externos, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados.

El punto 3.8 del T.O. Comunicación 7490 establece el requisito conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de personas humanas residentes para la constitución de ciertos activos externos, ayuda familiar y para la operatoria de derivados (con excepción las referida en el punto 3.12.1.del T.O. Comunicación 7490) cuando supere el equivalente de US\$200 mensuales en el conjunto de las entidades autorizadas a operar en cambios y en el conjunto de los conceptos señalados precedentemente. En caso de que el monto no supere los US\$200, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios en tanto se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

- La operación se curse con débito en cuenta del cliente en entidades financieras locales o el uso de efectivo de moneda local por parte del cliente no supere el equivalente a US\$ 100 (cien dólares estadounidenses) en el mes calendario en el conjunto de las entidades y por el conjunto de los conceptos señalados.

-El cliente no haya excedido en el mes calendario anterior los límites mencionados precedentemente.

-El cliente se compromete a no concertar en el país operaciones de títulos valores con liquidación en moneda extranjera a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 (noventa) días corridos subsiguientes.

-El cliente no registre financiaciones pendientes de cancelación que correspondan a:

- i. refinanciaciones previstas en el punto 2.1.1. de las normas sobre “Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)”.
 - ii. “Créditos a Tasa Cero”, “Créditos a Tasa Cero Cultura” o “Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas”, previstas en los puntos 2.1.2. y 2.1.3. de las normas sobre “Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)”.
 - iii. financiaciones en pesos comprendidas en el punto 2. de la Comunicación “A” 6937, en los puntos 2. y 3. de la Comunicación “A” 7006 y normas complementarias.
- El cliente no es beneficiario en materia de actualización del valor de la cuota en el marco de lo dispuesto en el artículo 2° del Decreto N° 319/2020 y normas complementarias y reglamentarias.
- El cliente no reviste el carácter de funcionario público nacional a partir del rango de Subsecretario de Estado (o rango equivalente) ni es miembro de los directorios de los bancos públicos nacionales o del BCRA.
- El cliente no se encuentra alcanzado por la Resolución Conjunta de la Presidenta del Honorable Senado de la Nación y del Presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación N° 12/2020 del 1° de octubre de 2020.
- La entidad cuenta con una declaración jurada del cliente en la que consta que el cliente cumple con los requisitos mencionados precedentemente.
- La entidad ha constatado en el sistema “online” implementado a tal efecto que lo declarado por el cliente resulta compatible con los datos existentes en el BCRA.
- En los casos que se trate de conceptos incluidos en activos externos del cliente, la entidad autorizada vendedora deberá entregar los billetes o cheques de viajero en moneda extranjera o acreditar los fondos en una cuenta en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales o en una cuenta bancaria de titularidad del cliente en el exterior, según corresponda.
- Sin perjuicio de lo anterior, el punto 3.9 del T.O. Comunicación 7490 que está permitido el acceso al mercado de cambios de las personas humanas para la compra de moneda extranjera a ser aplicados simultáneamente a la compra de inmuebles en el país destinados a vivienda única, familiar y de ocupación permanente, en la medida que se cumplan ciertos requisitos.
- Asimismo, el punto 3.6.5 del T.O. Comunicación 7490 establece que cuando los montos imputados a los consumos en el exterior con tarjeta de débito con débito en cuentas locales en pesos y los montos en moneda extranjera adquiridos para la cancelación de obligaciones entre residentes - incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito- superen los US\$200 mensuales (incluyendo aquellos utilizados para la constitución de activos externos), la deducción será trasladada a los máximos computables de los meses subsiguientes hasta completar el monto adquirido.

La AFIP, a través de la Resolución AFIP 4815/2020, estableció sobre las operaciones alcanzadas por el Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (“PAIS”) y para los sujetos definidos en el artículo 36 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva y su modificación que revistan la condición de residentes en el país, en los términos del artículo 116 y siguientes de la Ley de Impuestos a las Ganancias, la percepción del treinta y cinco por ciento (35%) sobre los montos en Pesos que, para cada caso, se detallan en el artículo 39 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva. Dichas percepciones tendrán el carácter de impuesto ingresado y serán computables en la declaración jurada anual del impuesto a las ganancias o, en su caso, del impuesto sobre los bienes personales, correspondientes al período fiscal en el cual fueron practicadas. Adicionalmente, la Resolución AFIP 4815/2020 establece un régimen de devolución para aquellos sujetos a quienes se les hubieran practicado las percepciones establecidas y que no sean contribuyentes del impuesto a las ganancias o, en su caso, del impuesto sobre los bienes personales.

Compra de moneda extranjera por parte de no residentes

El punto 3.13 del T.O. Comunicación 7490 dispone que se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de no residentes para la compra de moneda extranjera.

Se exceptúan de lo establecido en el párrafo precedente las operaciones de: (a) Organismos internacionales e instituciones que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación, (b) Representaciones diplomáticas y consulares y personal diplomático acreditado en el país por transferencias que efectúen en ejercicio de sus funciones, (c) Representaciones en el país de Tribunales, Autoridades u Oficinas, Misiones Especiales, Comisiones u Órganos Bilaterales establecidos por Tratados o Convenios Internacionales, en los cuales la República Argentina es parte, en la medida que las transferencias se realicen en ejercicio de sus funciones, (d) las transferencias al exterior a nombre de personas humanas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones abonadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES), por hasta el monto abonado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se efectúe a una cuenta bancaria de titularidad del beneficiario en su país de residencia registrado, (e) Compra de billetes en moneda extranjera de personas humanas no residentes en concepto de turismo y viajes por hasta un monto máximo equivalente a US\$ 100 (cien dólares estadounidenses) en el conjunto de las entidades en la medida que la entidad haya verificado en el sistema online implementado por el BCRA que el cliente ha liquidado un monto mayor o igual al que desea adquirir dentro de los 90 (noventa) días corridos anteriores. Esta operatoria quedará habilitada a partir de que la venta de moneda extranjera liquidada por el cliente haya sido registrada ante el BCRA por la entidad interviniente de acuerdo a las pautas habituales, (f) Transferencias a cuentas bancarias en el exterior de personas humanas por los fondos que percibieron en el país asociados a los beneficios otorgados por el Estado Nacional en el marco de las Leyes 24043, 24411 y 25914 y concordantes, y (g) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado por el mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020 y la repatriación tenga lugar como mínimo 2 (dos) años después de su ingreso,

Compra de moneda extranjera por parte de otros residentes –excluidas las entidades- para la formación de activos externos y por operaciones con derivados

Al respecto, el punto 3.10 del T.O. Comunicación 7490 establece el requisito de conformidad previa del BCRA para El acceso al mercado de cambios por parte de personas jurídicas que no sean entidades autorizadas a operar en cambios, gobiernos locales, Fondos Comunes de Inversión, Fideicomisos y otras universalidades constituidas en el país, requerirá la conformidad previa del BCRA para la formación de activos externos y para la operatoria con derivados en la medida que no encuadre en el punto 3.12.1.

Derivados Financieros

Al respecto, el punto 3.12.3 del T.O. Comunicación 7490 establece que todas las liquidaciones de las operaciones de futuros en mercados regulados, “forwards”, opciones y cualquiera otro tipo de derivados celebrados en el país realizados por entidades deberán – a partir del 11 de septiembre de 2019- efectuarse en moneda local.

Asimismo, el punto 3.12.1 del T.O. Comunicación 7490 establece que se podrá acceder 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, en caso de corresponder, en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la tasa de interés cuyo riesgo se está cubriendo con su celebración.

Se establece que el cliente que acceda al mercado de cambios usando este mecanismo deberá nominar a una entidad autorizada a operar en cambios para que realice el seguimiento de la operación y firmar una declaración jurada en la que se compromete a ingresar y liquidar los fondos que resulten a favor del cliente local como resultado de dicha operación, o como resultado de la liberación de los fondos de las garantías constituidas, dentro de los cinco días hábiles siguientes.

Otras disposiciones específicas

Cancelación de líneas de crédito comerciales del exterior por parte de entidades financieras.

El punto 3.15 del T.O. Comunicación 7490 establece que las entidades financieras tendrán acceso al mercado de cambios para la cancelación al vencimiento de líneas de crédito comerciales otorgadas por entidades financieras del exterior y aplicadas a la financiación de operaciones de exportación o importación de residentes, a la vez que también podrán acceder para precancelar dichas líneas de crédito en la medida que la financiación otorgada por la entidad local haya sido precancelada por el deudor. La entidad financiera deberá contar con la validación de la declaración del “Relevamiento de activos y pasivos externos”, en la medida que sea aplicable.

Operaciones con títulos valores

El punto 4.3 del T.O. Comunicación 7490 establece que las transacciones de títulos valores concertadas en el exterior no podrán liquidarse en pesos en el país, pudiéndose liquidar en pesos en el país solamente aquellas operaciones concertadas en el país.

Las entidades autorizadas a operar en cambios no podrán comprar con liquidación en moneda extranjera títulos valores en el mercado secundario ni utilizar tenencias de su posición general de cambios para pagos a proveedores locales.

El punto 4.3.2 del T.O. Comunicación 7490 establece que no podrán concertar ventas en el país con liquidación en moneda extranjera de títulos valores emitidos por residentes o canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos o transferirlos a entidades depositarias del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos de títulos valores emitidos por no residentes:

- los beneficiarios de refinanciamientos previstos en el punto 1.1.1. de las normas sobre “Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)”, hasta su cancelación total;

- los beneficiarios de "Créditos a Tasa Cero", "Créditos a Tasa Cero 2021", "Créditos a Tasa Cero Cultura" o "Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas", previstas en los puntos 1.1.2. y 1.1.3. de las normas sobre "Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su cancelación total;

- los beneficiarios de financiamientos en pesos comprendidas en el punto 2. de la Comunicación “A” 6937, en los puntos 2. y 3. de la Comunicación “A” 7006 y normas complementarias; hasta su cancelación total;

- los beneficiarios de lo dispuesto en el artículo 2° del Decreto N° 319/2020 y normas complementarias y reglamentarias. mientras dure el beneficio respecto a la actualización del valor de la cuota;

- aquellas personas humanas alcanzados por la Resolución Conjunta de la Presidenta del Honorable Senado de la Nación y del Presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación N° 12/2020 del 1° de octubre de 2020.

No quedan comprendidas en lo indicado precedentemente las transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior que realice el cliente con el objeto de participar de un canje de títulos de deuda emitidos por el Gobierno Nacional, gobiernos locales u emisores residentes del sector privado. El cliente deberá presentar la correspondiente certificación por los títulos de deuda canjeados. Similares limitaciones y requisitos aplican para quienes hayan accedido otros créditos o programas de financiamiento especiales otorgados por el Gobierno argentino en el marco de la pandemia “COVID 19” entre los cuales se encuentran los salarios complementarios del Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y la Producción (ATP) acordados en el marco del artículo 8° del Decreto N°332/2020, según fuera modificado y complementado de tiempo en tiempo. En este sentido, la Sociedad no ha sido beneficiaria, en su carácter de empleadora, del Programa de Asistencia de Emergencia al Trabajo y a la Producción (ATP).

Por otra parte, mediante Resolución General 895/21 la CNV estableció que para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de dos (2) días hábiles contados a partir de su acreditación en el agente depositario. A

su vez, en el caso de operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local el plazo mínimo de permanencia en cartera a observarse será de un (1) día hábil a computarse de igual forma. Estos plazos mínimos de tenencia no serán de aplicación cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera.

Asimismo, para dar curso a transferencias de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional a entidades depositarias del exterior, debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de dos (2) días hábiles, contados a partir su acreditación en el agente depositario, salvo en aquellos casos en que la acreditación en dicho agente depositario sea producto de la colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o se trate de acciones y/o certificados de depósito argentinos (CEDEAR) con negociación en mercados regulados por la CNV. Los agentes de liquidación y compensación y los agentes de negociación deberán constatar el cumplimiento del plazo mínimo de permanencia de los valores negociables antes referido.

En cuanto a las transferencias receptoras, los Valores Negociables acreditados en el Agente Depositario Central de Valores Negociables (ADCVN), provenientes de entidades depositarias del exterior, no podrán ser aplicados a la liquidación de operaciones en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera hasta tanto hayan transcurrido DOS (2) días hábiles desde la citada acreditación en la/s subcuenta/s en el mencionado custodio local. En el caso que dichos Valores Negociables sean aplicados a la liquidación de operaciones en moneda extranjera y en jurisdicción local el plazo mínimo de tenencia será de UN (1) día hábil a computarse de igual forma

Por otra parte, se estableció que, en las operaciones, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo, de compraventa de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por la República Argentina bajo ley local, por parte de las subcuentas alcanzadas por lo dispuesto en el artículo 6° del Capítulo V del Título VI y que asimismo revistan el carácter de inversores calificados, se deberá observar:

(a) Para el conjunto de esos valores negociables, la cantidad de valores nominales comprados con liquidación en pesos no podrá ser superior a la cantidad de valores nominales vendidos con liquidación en dicha moneda, en la misma jornada de concertación de operaciones y por cada subcuenta comitente;

(b) Para el conjunto de esos valores negociables, la cantidad de valores nominales vendidos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local no podrá ser superior a la cantidad de valores nominales comprados con liquidación en dichas moneda y jurisdicción, en la misma jornada de concertación de operaciones y por cada subcuenta comitente; y

(c) Para el conjunto de esos valores negociables, la cantidad de valores nominales vendidos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera no podrá ser superior a la cantidad de valores nominales comprados con liquidación en dichas moneda y jurisdicción, en la misma jornada de concertación de operaciones y por cada subcuenta comitente.

Los Agentes de Negociación y Agentes de Liquidación y Compensación deberán solicitar a sus clientes, previo cumplimiento de la instrucción de adquisición de títulos valores en pesos para su posterior e inmediata venta en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior, la presentación de una declaración jurada del titular que manifieste que no resulta beneficiario como empleador del salario complementario establecido en el Programa ATP, creado por el Decreto N° 332/2020, conforme a los plazos y requisitos dispuestos por la DECAD-2020-817-APN-JGM de fecha 17 de mayo de 2020 y modificatorias. Asimismo, dicha declaración jurada deberá incluir la mención de que la persona no se encuentra alcanzada por ninguna restricción legal o reglamentaria para efectuar las operaciones y/o transferencias mencionadas.

El punto 4.3.3 del T.O Comunicación 7422 establece mecanismos para abonar las operaciones de compra venta de títulos valores que se realice con liquidación en moneda extranjera. Los mecanismos son los siguientes: a) mediante transferencia de fondos desde y hacia cuentas a la vista a nombre del cliente en entidades financieras locales, y b) contra cable sobre cuentas bancarias a nombre del cliente en una entidad del exterior que no esté constituida en países o territorios donde no se aplican, o no se aplican suficientemente, las Recomendaciones del Grupo de Acción Financiera Internacional.

Además, se establece que, en ningún caso, se permitirá la liquidación de estas operaciones mediante el pago en billetes en moneda extranjera, mediante su depósito en cuentas custodia o en cuentas de terceros.

Regímenes Informativos del BCRA

Anticipo de operaciones cambiarias

Las entidades autorizadas a operar en cambios deberán remitir al BCRA, al cierre de cada jornada y con una antelación de 2 días hábiles, la información sobre las operaciones de egresos que impliquen un acceso al mercado de cambios por un monto diario que sea igual o superior al equivalente a US\$ 10.000 (diez mil dólares estadounidenses) para cada uno de los 3 (tres) días hábiles contados a partir del primer día informado.

En este sentido, los clientes de las entidades autorizadas deberán informar a las mismas con la antelación necesaria para que dichas entidades puedan dar cumplimiento al presente régimen informativo y, de esta manera, en la medida que simultáneamente se cumplan los restantes requisitos establecidos por las normas cambiarias, dar curso a las operaciones de cambio.

Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes

El punto 3.16.5 del T.O. Comunicación 7490 establece el "Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes". Las personas humanas y jurídicas consideradas sujetos obligados deberán cumplimentar el "Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes" a través del aplicativo establecido a tal efecto.

Las entidades deberán contar con la conformidad previa del BCRA para dar curso a aquellas operaciones que correspondan a egresos por el mercado de cambios –incluyendo aquellas que se concreten a través de canjes o arbitrajes de los sujetos obligados a cumplimentar el “Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes” cuyo trámite conste como “No inscripto”.

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 de compra.

Comisión Nacional de Valores

R.G CNV 841/2020

El 25 de mayo de 2021 la CNV emitió la Resolución General N°841/2021 (la “RG CNV 841”) mediante la cual estableció un plazo mínimo de cinco días hábiles, después de que los valores relevantes sean acreditados con el agente depositario, para consumir las transacciones de venta de valores con liquidación de divisas o transferencias de estas a entidades depositarias del exterior. Tal término no será aplicable en aquellos casos en los que: (i) se relacione con la compra de valores denominados en moneda extranjera y la venta de dichos valores denominados en moneda extranjera en la misma jurisdicción de liquidación que los compra; y (ii) se relaciona a compras de valores con liquidación en jurisdicción extranjera y venta en moneda extranjera contra la jurisdicción local, excepto en los casos previstos en el artículo 1 del Título XVIII, Capítulo V, de la Resolución General No. 622/2013 (según enmendada, las “Reglas de la CNV”).

R.G CNV 843/2020

El 19 de junio de 2020 la CNV emitió la Resolución General 843 que establece un número de medidas complementarias a la RG CNV 841, que se enumeran a continuación: (i) se estableció un plazo mínimo de tenencia por cinco días hábiles, desde el crédito a la subcuenta del custodio local, para valores de entidades depositarias del exterior y acreditado con el custodio local para ser aplicado a la liquidación de transacciones denominadas en moneda extranjera; (ii) Consumación y liquidación de operaciones en moneda local con valores admitidos a cotización y/o negociación Argentina, por subcuentas de cartera propia mantenidas por agentes registrados y otros sujetos bajo supervisión de la CNV, podrá realizarse en mercados autorizados y/o cámaras de compensación inscritas en la CNV únicamente; y (iii) que (a) en aquellos casos donde en la consumación local de transacciones con liquidación en moneda extranjera y en consumación de transacciones en mercados extranjeros como cliente, a través de subcuentas mantenidas por agentes registrados, el número vendido en La conexión con cualquier valor excederá la cantidad comprada, si de ello se derivan fondos en exceso, al menos 90% de dicho exceso a operaciones de compra de valores en moneda extranjera consumadas en el local regulado mercado y/o compras en mercados extranjeros como cliente, y (b) cuando la compensación implique compra y venta transacciones como cliente en mercados extranjeros, los agentes registrados deben informar, en forma de declaración jurada mensual y para cada una de las subcuentas involucradas, fecha de consumación/liquidación, contraparte, clase, monto y precio, detallado y agrupado según fecha de consumación, justificando que al cierre de cada semanario período, el monto neto resultante de

dicha liquidación más las ventas al exterior como cliente, no ha superado el compras con liquidación en el mercado local más compras de valores en el exterior. Dichos documentos de respaldo deben ser enviado a la CNV por los mercados y debe ser relevado en el momento en que se realicen las auditorías en relación con agentes registrados.

R.G. CNV 856/2020

De acuerdo con la Resolución General N ° 856 emitida por la CNV el 15 de septiembre de 2020, se realizaron cambios y la implementación de otras medidas complementarias a los términos en las Resoluciones Generales No. 841 y 843, incluyendo, pero no limitado a: (i) eliminar el término para el mantenimiento de valores, permitiendo que aquellas personas humanas que adquieran activos en moneda extranjera no tengan que observar un plazo de permanencia de la cartera, independientemente de si la liquidación sea en moneda extranjera o en pesos; (ii) fijar un plazo mínimo de permanencia de quince (15) días hábiles para transferir valores adquiridos mediante liquidación en moneda local, a entidades depositarias del exterior, a partir del fecha en la que se acredita al Agente Depositario; (iii) establecer un plazo mínimo de permanencia de quince (15) días hábiles, para que los valores transferidos de depositarios del exterior a depositarios en Argentina sean utilizado en la liquidación de transacciones en moneda local; (iv) especificar que las transacciones consumadas en los mercados desde el exterior como cliente por subcuentas en poder de los Agentes registrados deben realizarse exclusivamente en mercados autorizados y regulados por una autoridad gubernamental, que no forman parte de países no cooperantes para fines de transparencia de conformidad con el artículo 24 del Anexo del Decreto No. 862/2019; y (v) las restricciones vigentes En relación al plazo de permanencia de los valores, será de aplicación tanto a las personas humanas como jurídicas.

R.G. CNV 861/2020

El 8 de octubre de 2020 la CNV emitió la Resolución General 861/2020 en dónde fueron aprobadas reglamentos relacionados con el refinanciamiento de deuda privada mediante oferta de canje o pago de nuevas emisiones de pagarés. Para cumplir con el requisito de colocación de oferta pública, se estableció que: (i) la nueva emisión debe ser suscrita por los acreedores de la empresa cuyas notas sin oferta pública y/o reclamaciones preexistentes representan un porcentaje que no exceda del 30% del monto total efectivamente colocado; y (ii) el porcentaje restante debe ser suscrito y pagado en efectivo o mediante un pago en especie entregando notas originalmente colocadas a través del oferta, siempre que la emisión sea suscrita y pagada por personas domiciliadas en Argentina o en cualquier otro país que no han sido incluidos en la lista de jurisdicciones que no cooperaron a efectos de transparencia fiscal. Además, en aras de la transparencia del proceso, se establece que es obligatorio poner a disposición de los CNV los documentos que acrediten la existencia de valores sujetos a canje, otros reclamos, condición, valor y registros contables de los mismos, gestiones de colocación y adjudicación de estos en el marco del proceso de colocación. Asimismo, la Resolución 861/2020 determina las pautas para calcular el porcentaje máximo del 30% que puede estar representado por las nuevas notas con notas privadas y/o reclamos preexistentes.

Por otro lado, en aquellos casos en los que la reestructuración se lleve a cabo mediante un acuerdo preventivo extrajudicial o procedimientos de reorganización, se considera cumplido el requisito

de oferta pública en aquellos casos en los que los pagarés objeto de reestructuración hayan sido colocados en oferta pública de conformidad con las regulaciones aplicables.

Por último, prevé la reducción del plazo de divulgación de un día hábil para cuestiones dirigidas exclusivamente a inversores calificados, salvo emisiones destinadas al refinanciamiento de deuda sin oferta pública.

R.G CNV 862/2020

El 19 de octubre de 2021 la CNV emitió la Resolución General 862/2020 que modifica la Resolución General 856 con relación al plazo mínimo de permanencia. De esta manera, se estableció un plazo de tres días hábiles para (i) efectuar transacciones de venta de valores liquidados en moneda extranjera (a partir de la fecha en que se acredite al Agente Depositario) (este plazo mínimo de permanencia no aplicará en aquellos casos en los que se trate de compras de valores con liquidación en moneda extranjera), (ii) transferencia de valores liquidada en pesos a entidades depositarias del exterior (a partir de la fecha de acreditación del Agente Depositario), salvo que sean valores emitidos por el Tesoro Nacional en el mercado primario o se relacionan con acciones y/o certificados de depósito (es decir, cedeas) negociados en mercados regulados por la CNV y (iii) efectúan liquidaciones en el mercado local de valores transferidos de entidades depositarias del exterior a una entidad local (a la fecha de su abono en la subcuenta(s) de custodia local) (este plazo mínimo de permanencia no se aplicará en aquellos casos en que se relacione con liquidaciones de acciones en pesos y/o certificados de depósito argentinos (es decir, cedeas) negociados en mercados regulados por la CNV. Dicho plazo mínimo de permanencia es aplicable tanto a personas humanas como jurídicas; agentes de liquidación y compensación, así como los agentes comerciales, quienes serán responsables de certificar el cumplimiento del mínimo mencionado anteriormente.

R.G CNV 871/2020

El 26 de noviembre de 2020 la CNV publicó la Resolución General 871/2020, en donde se introducen un número de cambios a las provisiones de la Resolución General 862. En este sentido, con el fin de efectuar operaciones de venta con liquidación de moneda extranjera en el mercado local, y utilizar los valores transferidos desde depositarios del exterior a depositarios en Argentina en liquidación de transacciones en el mercado local, el mínimo el período de permanencia se reduce a dos días hábiles. El período de permanencia para las transacciones que involucran la venta de valores con liquidación en moneda extranjera en jurisdicción extranjera o transferencias de valores adquiridos a través de la liquidación en pesos a depositarios del exterior se reduce a tres días hábiles. Además, cualquier restricción relacionada a ventas de activos con liquidación en pesos fue eliminada; por lo tanto, el plazo de permanencia de tres días hábiles ya no es aplicable para las personas humanas y jurídicas que realizan una transferencia de destinatario y luego venden los valores con liquidación en moneda local. Finalmente, se modificó la normativa en relación a la consumación y liquidación de operaciones de los Agentes registrados ante la CNV para su propia cartera, para ajustarlas a la segmentación de ofertas con prioridad en cuanto a precio y tiempo.

R.G CNV 878/2021

El 11 de enero de 2021, la CNV emitió la Resolución General 878/2021, en la cual se reduce a un día hábil el plazo de permanencia para consumir las operaciones de venta de valores con liquidación de moneda extranjera en el mercado local, y utilizar los valores transferidos de depositarios del exterior a depositarios en Argentina en liquidación de transacciones en moneda extranjera en el mercado local. Además, se estableció un límite máximo para el segmento de ofertas con prioridad en términos de precio y tiempo, en relación al número de valores denominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por Argentina, según las leyes locales, vendidos en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera con respecto al número de dichos valores comprados con liquidación en dicha moneda y jurisdicción por el agente subcuentas que no estén sujetos a lo dispuesto en el artículo 5 del Capítulo V, Título XVIII “Temporal Disposiciones” de las Normas de la CNV y para dichos valores en su conjunto.

R.G CNV 895/2021

El 8 de julio de 2021, la CNV emitió la Resolución General 895/2021, mediante la cual se reduce el período de permanencia mínimo a dos días hábiles para:

- i) Valores negociables con liquidación en moneda extranjera, previo a su venta en jurisdicción extranjera.
- ii) Valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional, previo a su transferencia a entidades depositarias del exterior; y
- iii) Valores negociables provenientes de entidades depositarias del exterior, previo a su venta con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera

Asimismo, la CNV agregó límites a la cantidad nómima de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por la República Argentina vendidos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio-tiempo, para operaciones que no sean de la cartera propia de los agentes. Se aclara que por Criterio Interpretativo N°75, la CNV estableció que las Subcuentas Comitentes por parte de las subcuentas alcanzadas por lo dispuesto en el artículo 6° del Capítulo V del Título VI (“cartera propia”) y que asimismo revistan el carácter de inversores calificados conforme lo normado en el artículo 12 del Capítulo VI del Título II, deben cumplir con límites a la cantidad nominal de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por la República Argentina bajo ley extranjera vendidos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera.

R.G CNV 898/2021

El 12 de agosto de 2021, la CNV emitió la Resolución General 898/2021 mediante la cual se establecen limitaciones al alcance del objeto social de los Agentes de Liquidación y Compensación (ALYC). Se observa la necesidad de establecer limitaciones al desarrollo de aquellas actividades no fiscalizadas por la CNV y ajenas al ámbito financiero que incrementan el riesgo operativo de los ALYC, específicamente para quienes actúan en la gestión y transferencia de fondos vinculados a las operaciones realizadas en el marco del Mercado de Capitales. Se establecen tres categorías de ALYC:

- (i) Agente de liquidación y compensación – integral: cuando intervienen en la liquidación y compensación de operaciones (colocación primaria y negociación secundaria), registradas tanto para la cartera propia como para sus clientes y además deciden ofrecer el servicio de liquidación y compensación de operaciones a otros agentes de negociación (AN) registrado.
- (ii) Agente de liquidación y compensación – propio: cuando solamente intervienen en la liquidación y compensación de operaciones (colocación primaria y negociación secundaria) registradas por ellos, tanto para cartera propia como para sus clientes
- (iii) Agente de liquidación y compensación – participante directo: cuando su actuación se limita exclusivamente a registrar operaciones en contratos de futuros y contratos de opciones sobre futuros, negociados en mercados bajo supervisión de este Organismo por cuenta propia y con fondos propios

El artículo 3 da un plazo de 120 días corridos contados a partir de la entrada en vigencia de la Resolución General para i) acreditar el inicio del trámite de reforma del objeto social; ii) solicitar el cambio de la categoría en la cual se encuentran inscriptos; o iii) solicitar la cancelación de inscripción en la categoría de ALYC.

R. G CNV 923/2022

El 3 de marzo de 2022, la CNV emitió la Resolución General 923/2022 mediante la cual se derogaron los artículos 6° y 6° BIS del Capítulo V del Título XVII, eliminando el cupo semanal para la liquidación de títulos de deuda soberanos denominados en dólares bajo legislación local en moneda extranjera y eliminando las restricciones sobre otras operatorias en mercados regulados a la concertación y liquidación de títulos de deuda soberanos denominados en dólares bajo legislación local en moneda extranjera.

R. G CNV 924/2022

El 11 de marzo de 2022, la CNV emitió la Resolución General 924/2022 mediante la cual crea una nueva subcategoría de ALyC, identificada como Agente de Liquidación y Compensación Integral Agroindustrial ("ALyC I AGRO"), particularmente orientada a aquellos Agentes que desarrollan, de manera simultánea y específica, actividades agropecuarias y/o agroindustriales; alineando esta nueva propuesta normativa con las exigencias impuestas por la R.G CNV 898/2021. Adicionalmente, se establecen los requisitos generales y las pautas de actuación de esta nueva subcategoría.

Régimen Penal Cambiario

Todas las operaciones que no se ajusten a lo dispuesto en la normativa cambiaria, se encuentran alcanzadas por el régimen penal cambiario previsto en la Ley N° 19.359 y sus modificatorias.

Para un detalle de la totalidad de las regulaciones cambiarias y al ingreso de capitales y vigentes al día de la fecha, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y dar una lectura completa a la normativa mencionada, junto con sus reglamentaciones y normas complementarias,

a cuyo efecto los interesados podrán consultar las mismas en el sitio web del Ministerio de Economía (www.economia.gob.ar) o el BCRA (www.bcra.gov.ar), según corresponda.

Resolución 4.815/2020 - AFIP

La AFIP, a través de la Resolución 4.815/2020, estableció sobre las operaciones alcanzadas por el Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (PAIS) y para los sujetos definidos en el artículo 36 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y su modificación que revistan la condición de residentes en el país, en los términos del artículo 116 y siguientes de la Ley de Impuestos a las Ganancias, la percepción del treinta y cinco por ciento (35%) sobre los montos en Pesos que, para cada caso, se detallan en el artículo 39 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva.

Dichas percepciones tendrán el carácter de impuesto ingresado y serán computables en la declaración jurada anual del impuesto a las ganancias o, en su caso, del impuesto sobre los bienes personales, correspondientes al período fiscal en el cual fueron practicadas.

Adicionalmente, la Resolución 4.815/2020 establece un régimen de devolución para aquellos sujetos a quienes se les hubieran practicado las percepciones establecidas y que no sean contribuyentes del impuesto a las ganancias o, en su caso, del impuesto sobre los bienes personales.

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.

El 13 de abril del año 2000, el Congreso de la Nación aprobó la Ley N° 25.246, modificada posteriormente por las Leyes N° 26.087, 26.119, 26.268, 26.683 y 26.734 (conjuntamente, la “Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo”), que creó a nivel nacional el régimen de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo (“PLA/FT”), tipificando el delito de lavado de activos, creando y designando a la Unidad de Información Financiera (la “UIF”) como autoridad de aplicación del régimen, y estableciendo la obligación legal para diversas entidades del sector público y privado a brindar información y cooperar con esta última.

La UIF es un organismo descentralizado que funciona con autonomía y autarquía financiera en jurisdicción del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas, 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 quinquies del CP (actos cometidos con la finalidad de aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo);
- Por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies 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 Compensación, Agentes de Negociación, Agentes de Liquidación y Compensación; las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de Fondos Comunes de Inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho Organismo; Plataformas de Financiamiento Colectivo, Agentes Asesores Globales de Inversión y las personas jurídicas que actúen como fiduciarios financieros cuyos valores fiduciarios cuenten con autorización de oferta pública de la CNV, y los agentes registrados por el mencionado organismo de contralor que intervengan en la colocación de valores negociables emitidos en el marco de los fideicomisos financieros antes mencionados; (iv) organizaciones gubernamentales tales como el 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 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.

Fundamentalmente, las mencionadas normas (cuyos Textos Ordenados fueron aprobados posteriormente por la Resolución UIF N° 156/18⁴, 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.

La Unidad de Información Financiera (UIF) establece las medidas y procedimientos que los Sujetos Obligados enumerados en el artículo 20 de la Ley 25.246 con sus modificatorias, deberán observar para identificar al Beneficiario/a Final.

De conformidad con las modificaciones introducidas por la Resolución 112/21 de fecha 19 de octubre de 2021, será considerado Beneficiario/a Final a la persona humana que posea como mínimo el 10 % del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o de cualquier otra estructura jurídica; y/o a la

⁴ Disponible aquí: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=307435>

persona humana que por otros medios ejerza el control final de las mismas.

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 Hacienda (www.minhacienda.gob.ar), 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. Cabe destacar que el 29 de diciembre de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.430 (la “**Ley de Reforma Tributaria**”), que introdujo diversas modificaciones al régimen tributario anterior. El 12 de abril de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución General (AFIP) N° 4227/2018 que reglamenta la Ley de Reforma Tributaria con respecto al Impuesto a las Ganancias aplicable a las ganancias obtenidas por Beneficiarios del Exterior (según se definen a continuación) provenientes de operaciones financieras, entre otras cuestiones. El 27 de diciembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N°1170/2018, reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias. Asimismo, el 06 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 824/2019 mediante el cual se aprueba un nuevo texto ordenado de la Ley de Impuesto a las Ganancias. El 09 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 862/2019 el cual dispuso un nuevo texto ordenado del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias, junto con ciertas modificaciones. Cabe señalar que el 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N°27.541 (la “**Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva**”), que también introdujo diversas modificaciones al régimen tributario argentino, tales como el tratamiento de las ganancias obtenidas por personas humanas y sucesiones indivisas residentes del país derivadas de operaciones financieras, entre otras cuestiones. El 28 de diciembre de 2019, el 30 de enero de 2020 y el 1° de abril de 2020 se publicaron en el Boletín Oficial el Decreto N° 99/2019, el Decreto N°116/2020 y el Decreto N°330/2020, respectivamente, mediante los cuales el Poder Ejecutivo*

Nacional reglamenta algunos aspectos de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva. Más tarde, el 26 de agosto de 2020, el 31 de octubre de 2020 y el 1° de diciembre de 2020, se publicó en el Boletín Oficial la Ley N°27.562 y los Decretos N°833/2020 y 966/2020, ampliando el alcance y vigencia de la moratoria incluida en la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva. Además, las citadas leyes han sido reglamentadas a través del dictado de la Resolución General (AFIP) N°4659/2020 (B.O. 07/01/2020), la Resolución General (AFIP) N°4664/2020 (B.O. 15/01/2020), la Resolución General (AFIP)N°4667/2020 (B.O. 31/01/2020), la Resolución General (AFIP) N°4673/2020 (B.O.07.02.2020), la Resolución General (AFIP) N°4690/2020 (B.O. 01.04.2020), la Resolución General (AFIP) N°4691/2020 (B.O. 02/04/2020), la Resolución General (AFIP) N°4815/2020 (B.O. 16.09.2020), la Resolución General (AFIP) N° 4816/2020 (B.O. 16.09.2020), la Resolución General (AFIP) N° 4850/2020 (B.O. 06.11.2020), la Resolución General N°4855/2020 (B.O. 10.11.2020), la Resolución General (AFIP) N°4873/2020 (B.O. 04.12.2020), la Resolución General (AFIP) N° 5123/2021 (B.O. 27.12.2021, entre otras. Asimismo, con fecha 16 de junio de 2021 y 04 de agosto de 2021, el Boletín Oficial publicó las Leyes N° 27.630 y N°27.638, respectivamente, que nuevamente introdujeron modificaciones a la Ley de Impuesto a las Ganancias, entre otras normas, que pueden ser relevantes según las circunstancias de cada caso. Por su parte, la AFIP, por medio de la Resolución General (AFIP) N° 5060 (B.O. 30.08.2021) adecúa la alícuota aplicable al régimen de retención de dividendos y utilidades en el marco de las modificaciones introducidas en el Impuesto a las Ganancias por la Ley N° 27.630, entre otras cuestiones. Adicionalmente, el Poder Ejecutivo Nacional a través del Decreto N° 621/2021 (B.O. 23.09.2021) reglamenta los cambios incorporados en el Impuesto a las Ganancias y el Impuesto sobre los Bienes Personales por medio de la Ley N°27.638. Por su parte, la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”) emitió la Resolución General N° 917 (B.O. 03.01.2022) mediante 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 emitidos en moneda nacional comprendidos en las exenciones previstas en la Ley N° 27.638. En cuanto al Impuesto sobre los Bienes Personales, el 31 de diciembre de 2021, el Poder Ejecutivo Nacional promulgó mediante el Decreto N° 904/2021, la Ley N° 27.667 (B.O. 31.12.2021) que introdujo modificaciones sustanciales a la ley del impuesto, reglamentadas a través del dictado del Decreto N° 912/2021 (B.O. 31.12.2021).

Este resumen incluye las modificaciones introducidas en virtud de las citadas normas; no obstante, esta descripción no incluye todas las consecuencias impositivas posibles relacionadas con una inversión en las Obligaciones Negociables. Si bien consideramos que esta descripción es una interpretación razonable de las leyes y reglamentaciones argentinas vigentes a la fecha de este Prospecto, no podemos asegurar que los tribunales o las autoridades fiscales responsables de la 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 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 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 (en general: las sociedades anónimas—incluidas las sociedades anónimas unipersonales—, las sociedades en comandita por acciones, en la parte que corresponda a los socios comanditarios, y las sociedades por acciones simplificadas del Título III de la Ley N°27.349, constituidas en el país; las sociedades de responsabilidad limitada, las sociedades en comandita simple y la parte correspondiente a los socios comanditados de las sociedades en comandita por acciones, en todos los casos cuando se trate de sociedades constituidas en el país; las asociaciones, fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas, constituidas en el país, en cuanto no corresponda por la Ley de Impuesto a las Ganancias otro tratamiento impositivo, las sociedades de economía mixta, por la parte de las utilidades no exentas del impuesto; las entidades y organismos a que se refiere el Artículo 1 de la Ley N°22.016, no comprendidos en los apartados precedentes, en cuanto no corresponda otro tratamiento impositivo en virtud de lo establecido por el Artículo 6 de dicha ley; los fideicomisos constituidos en el país conforme a las disposiciones del Código Civil y Comercial de la Nación, excepto aquellos en los que el fiduciante posea la calidad de beneficiario (la excepción no será de aplicación en los casos de fideicomisos financieros o cuando el fiduciante-beneficiario sea un sujeto comprendido en el Título V de la Ley de Impuesto a las Ganancias); los fondos comunes de inversión constituidos en el país, no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 1 de la Ley N°24.083 y sus modificaciones; las sociedades incluidas en el inciso b) del Artículo 53 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y los fideicomisos comprendidos en el inciso c) del mismo artículo que opten por tributar conforme a las disposiciones aplicables a las sociedades de capital cumpliendo los requisitos exigidos para el ejercicio de esa opción), las derivadas de establecimientos permanentes definidos en el Artículo 22 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, toda otra clase de sociedades o empresas unipersonales constituidas en el país, los comisionistas, rematadores, consignatarios y demás auxiliares de comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias (las “Entidades Argentinas”) tenedoras de Obligaciones Negociables, dichos intereses y/o resultados por compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables 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 comienzan a regir desde los períodos fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021, inclusive. Durante los tres (3) períodos

fiscales contados a partir del que inicia 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.

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 cooperantes o no calificadas como de baja o nula tributación, o (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. En dicho caso, la referida alícuota del 35% resultaría de aplicación sobre el 43% del monto bruto de intereses pagados. Similar tratamiento correspondería si el emisor fuera una entidad financiera argentina regida por la Ley de Entidades Financieras.

Cuando se trate de una enajenación de Obligaciones Negociables realizada por Beneficiarios del Exterior y que no califique como exenta por estar el Beneficiario del Exterior radicado en una jurisdicción no cooperante o los fondos invertidos provengan de una jurisdicción no cooperante, corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el Artículo 102 de la Ley de Impuesto a las Ganancias sobre la base presunta prevista en el inciso i) del Artículo 104 de la citada ley.

La Resolución General (AFIP) N° 4227/2018 establece los distintos mecanismos de retención y/o ingreso del tributo, tanto para el caso de intereses y rendimientos como para el caso de operaciones de enajenación, de acuerdo al caso concreto de que se trate.

Según el Artículo 252 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias, en los supuestos contemplados en el último párrafo del Artículo 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, el enajenante Beneficiario del Exterior deberá ingresar el impuesto directamente a través del mecanismo que a esos efectos establezca la AFIP, o podrá hacerlo: (i) a través de un sujeto residente en el país con mandato suficiente o (ii) por su representante legal domiciliado en el país.

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 \$6.000.000,00 o inmuebles destinados a casa-habitación cuyo valor sea igual o inferior a \$30.000.000,00) se registrarán de acuerdo a la siguiente tabla:

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible		Pagarán \$	Más el %	Sobre el excedente de \$
Más de \$	a \$			
0	3.000.000 inclusive	0	0,50%	0

3.000.000	6.500.000 inclusive	15.000	0,75%	3.000.000
6.500.000	18.000.000 inclusive	41.250	1,00%	6.500.000
18.000.000	100.000.000, inclusive	156.250	1,25%	18.000.000
100.000.000,	300.000.000, inclusive	1.181.250	1,50%	100.000.000
300.000.000	En adelante	4.181.250	1,75%	300.000.000

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	3.000.000 inclusive	0,70
3.000.000	6.500.000 inclusive	1,20
6.500.000	18.000.000 inclusive	1,80
18.000.000	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, cuotas partes 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 cuotas partes 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 Índice de Precios al Consumidor Nivel General (IPC) que suministre el Instituto de Estadística y Censos, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior.

- *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 período fiscal correspondiente, encontrándose, en consecuencia, sujetas al

pago del IBP. En esos casos, la ley impone la obligación de abonar el IBP a una alícuota incrementada en un 100% para el emisor privado argentino (el “**Obligado Sustituto**”). De conformidad con la Ley de IBP, el Obligado Sustituto está autorizado a obtener el reintegro del importe abonado en la forma antes descripta, incluso reteniendo o ejecutando directamente los bienes que dieron origen a dicho pago.

La presunción legal precedente no se aplica a las siguientes entidades extranjeras que sean titulares directas de títulos valores: (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 inician 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.

Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (PAIS)

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva estableció, con carácter de emergencia y por el término de cinco períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de dicha ley, un impuesto nacional aplicable sobre determinadas operaciones de compra de billetes y divisas en moneda extranjera y demás operaciones de cambio de divisas y adquisición de servicios realizadas por sujetos residentes en el país (personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables). La alícuota aplicable es, en general, del 30%. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

La Resolución General (AFIP) N°4815/2020 estableció sobre las operaciones alcanzadas por el PAIS y para los sujetos definidos en el Artículo 36 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva que revistan la condición de residentes en el país, en los términos del Artículo 116 y siguientes de la Ley de Impuesto a las Ganancias, la percepción del treinta y cinco por ciento (35%) sobre los montos en pesos que, para cada caso, se detallan en el Artículo 39 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva.

Dichas percepciones tendrán el carácter de impuesto ingresado y serán computables en la declaración jurada anual del Impuesto a las ganancias o, en su caso, del 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. El Consenso Fiscal producirá efectos sólo respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha. Sin embargo, destacamos que se firmaron tres acuerdos de suspensión de determinadas disposiciones del Consenso Fiscal, los cuales también producirán efectos una vez aprobados por cada una de las legislaturas de las jurisdicciones firmantes. Recientemente, 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 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.

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. 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.

Producto del Consenso Fiscal, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer una alícuota máxima de Impuesto de Sellos del 0,75% a partir del 1° de enero de 2019, 0,5% a partir del 1° de enero de 2020, 0,25% a partir del 1° de enero de 2021 y eliminarlo a partir del 1° de enero de 2022, lo cual se encuentra sujeto al dictado de la respectiva legislación de cada jurisdicción. Sin perjuicio de lo indicado, conforme se indicara, se firmaron tres acuerdos de suspensión de determinadas disposiciones del Consenso Fiscal, los cuales producirán efectos respecto de las jurisdicciones que los aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha. Además, recientemente, por medio del 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 las atribuciones autónomas conferidas a cada jurisdicción provincial en relación con cuestiones impositivas, debe analizarse cualquier posible efecto derivado de estas operaciones, en forma adicional al tratamiento impositivo establecido por las demás jurisdicciones provinciales.

Tasa de Justicia

En caso de que sea necesario instituir procedimientos de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables, se impondrá la correspondiente tasa de justicia (actualmente del 3% en

la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) sobre el monto de cualquier reclamo presentado ante los tribunales de Argentina con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

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 2022 están exentas del ITGB las transmisiones gratuitas de bienes cuando su valor en conjunto sea igual o inferior a \$ 468.060, monto que se eleva a \$1.948.800, cuando se trate de padres, hijos y cónyuges.
- En cuanto a las alícuotas, se han previsto escalas progresivas del 1,6026% al 9.5131% 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. Bosnia y Herzegovina, 2. Brecqhou, 3. Burkina Faso, 4. Estado de Eritrea, 5. Estado de la Ciudad del Vaticano, 6. Estado de Libia, 7. Estado Independiente de Papúa Nueva Guinea, 8. Estado Plurinacional de Bolivia, 9. Isla Ascensión, 10. Isla de Sark, 11. Isla Santa Elena, 12. Islas Salomón, 13. Los Estados Federados de Micronesia, 14. Mongolia, 15. Montenegro, 16. Reino de Bután, 17. Reino de Camboya, 18. Reino de Lesoto, 19. Reino de Suazilandia, 20. Reino de Tailandia, 21. Reino de Tonga, 22. Reino Hachemita de Jordania, 23. República Kirguisa, 24. República Árabe de Egipto, 25. República Árabe Siria, 26. República Argelina Democrática y Popular, 27. República Centroafricana, 28. República Cooperativa de Guyana, 29. República de Angola, 30. República de Bielorrusia, 31. República de Botsuana, 32. República de Burundi, 33. República de Cabo Verde, 34. República de Costa de Marfil, 35. República de Cuba, 36. República de Filipinas, 37. República de Fiyi, 38. República de Gambia, 39. República de Guinea, 40. República de Guinea Ecuatorial, 41. República de Guinea-Bisáu, 42. República de Haití, 43. República de Honduras, 44. República de Irak, 45. República de Kenia, 46. República de Kiribati, 47. República de la Unión de Myanmar, 48. República de Liberia, 49. República de Madagascar, 50. República de Malawi, 51. República de Maldivas, 52. República de Malí, 53. República de Mozambique, 54. República de Namibia, 55. República de Nicaragua, 56. República de Palaos, 57. República de Ruanda, 58. República de Sierra Leona, 59. República de Sudán del Sur, 60. República de Surinam, 61. República de Tayikistán, 62. República de Trinidad y Tobago, 63. República de Uzbekistán, 64. República de Yemen, 65. República de Yibuti, 66. República de Zambia, 67. República de Zimbabue, 68. República del Chad, 69. República del Níger, 70. República del Paraguay, 71. República del Sudán, 72. República Democrática de Santo Tomé y Príncipe, 73. República Democrática de Timor Oriental, 74. República del Congo, 75. República Democrática del Congo, 76. República Democrática Federal de Etiopía, 77. República Democrática Popular Lao, 78. República Democrática Socialista de Sri Lanka, 79. República Federal de Somalia, 80. República Federal Democrática de Nepal, 81. República Gabonesa, 82. República Islámica de Afganistán, 83. República Islámica de Irán, 84. República Islámica de Mauritania, 85. República Popular de Bangladés, 86. República Popular de Benín, 87. República Popular Democrática de Corea, 88. República Socialista de Vietnam, 89. República Togolesa, 90. República Unida de Tanzania, 91. Sultanato de Omán, 92. Territorio Británico de Ultramar Islas Pitcairn, Henderson, Ducie y Oeno, 93. Tristán da Cunha, y 94. Tuvalu, 95. Unión de las Comoras.

Además dicho artículo establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Hacienda (actual

Ministerio de Economía) 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.

Los inversores deberán considerar el tratamiento aplicable bajo los mencionados convenios según su situación particular.

Ley de aporte extraordinario para prevenir los efectos de la pandemia

La Ley N° 27.605 sancionada en diciembre de 2020 estableció con carácter de emergencia y por única vez, un aporte extraordinario y obligatorio que recae sobre las personas humanas y sucesiones indivisas respecto de sus bienes existentes a la fecha de entrada en vigencia de la ley dispuesta a partir del 18/12/2020 (el "Aporte Extraordinario").

El mencionado Aporte Extraordinario, alcanza a los siguientes sujetos:

(a) Las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país, por la totalidad de sus bienes situados en Argentina y en el exterior. Se incluyen aquellas personas humanas de nacionalidad argentina cuyo domicilio o residencia se encuentre en “jurisdicciones no cooperantes” o “jurisdicciones de baja o nula tributación”, en los términos de la Ley del Impuesto a las Ganancias.

(b) Las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior (excepto las alcanzadas por el inciso anterior bajo el criterio de nacionalidad) por la totalidad de sus bienes situados en Argentina.

El sujeto alcanzado por el Aporte Extraordinario se regirá por los criterios de residencia en los términos y condiciones establecidos en la Ley del Impuesto a las Ganancias al 31 de diciembre de 2019.

Las personas humanas residentes en el país, explotaciones unipersonales ubicadas en el país o las sucesiones allí radicadas que tengan el condominio, posesión, uso, goce, disposición, tenencia, custodia, administración o guarda de bienes sujetos al aporte, que pertenezcan a sujetos del exterior, deberán actuar como responsables sustitutos del Aporte Extraordinario, según las normas que al respecto establezca la AFIP.

En cualquier caso, los sujetos mencionados precedentemente, quedan exentos del Aporte Extraordinario cuando el valor de la totalidad de sus bienes, comprendidos y valuados en los términos de la Ley del Impuesto sobre los Bienes Personales pero con independencia del tratamiento que revistan frente a dicho gravamen y del mínimo no imponible previsto en el mismo, no exceda de los \$ 200.000.000, inclusive.

Para los sujetos alcanzados en virtud de lo dispuesto en el inciso a), la base del Aporte Extraordinario se determinará computando el valor total de sus bienes en el país y en el exterior, incluidos los aportes a fideicomisos o fundaciones de interés privado y demás estructuras análogas, participaciones en sociedades u otros entes de cualquier tipo sin personalidad fiscal y participaciones directas o indirectas en sociedades u otros entes de cualquier tipo, existentes a la fecha de entrada en vigencia de esta ley.

El monto a pagar en concepto del Aporte Extraordinario, se calculará sobre la base de una escala y alícuotas progresivas que oscilan entre 2% y 5,25%, dependiendo (i) del valor total de los bienes, (ii) de su ubicación en el país o en el exterior, y (iii) de existir una repatriación de los bienes situados en el exterior.

La alícuota diferencial existente entre bienes situados en el exterior y aquellos situados en el país, se eliminará en caso de verificarse la repatriación de una parte de dichos bienes dentro de determinado plazo y en tanto los fondos permanezcan, hasta el 31 de diciembre de 2021, depositados en una cuenta bancaria abierta a nombre de su titular, o afectados, una vez efectuado ese depósito, a alguno de los destinos establecidos por el Poder Ejecutivo Nacional.

Es importante mencionar que la Ley N° 27.605 ha sido reglamentada por el Poder Ejecutivo Nacional a través del dictado del Decreto N° 42/2021, publicado en el Boletín Oficial el 29 de enero del 2021, y por la Resolución General (AFIP) N° 4930, publicada en el Boletín Oficial el 8 de febrero del 2021.

Si bien el Aporte Extraordinario fue concebido como un tributo que debe pagarse por única vez sobre bienes existentes al 18 de diciembre de 2020, es importante mencionar que en Argentina existen antecedentes de tributos que se han creado con carácter de excepcional y por tiempo acotado, que luego han extendido su vigencia por períodos adicionales (e.g., Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias).

Los potenciales inversores de las Obligaciones Negociables, deberán consultar a sus propios

asesores impositivos acerca del alcance del mencionado Aporte Extraordinario de acuerdo a sus circunstancias particulares.

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.**
Bouchard 557 – Piso 8° (C1106ABG)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires Argentina