

PROSPECTO DE PROGRAMA



TECPETROL S.A.

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

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

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

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

La creación del Programa ha sido autorizada por Resolución N° RESFC-2017-18994-APN-DIR#CNV de fecha 30 de octubre de 2017 de la CNV y la prórroga de vigencia del Programa 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 10% de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre la misma, no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o no figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

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

Juan José Mata
Director

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 **07 de diciembre** de 2023, confirmó en **AAA(arg)** la calificación de emisora de largo plazo de la Sociedad y la calificación de corto plazo en **A1+(arg)**. El informe puede ser consultado en <https://www.fixscr.com>

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

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

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

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

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

La fecha de este Prospecto es 3 de abril de 2024

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	83
VII. POLÍTICAS DE LA EMISORA	117
VIII. DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN	126
IX. ESTRUCTURA DE LA EMISORA, ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	140
X. ACTIVOS FIJOS	145
XI. ANTECEDENTES FINANCIEROS	146
XII. INFORMACIÓN CONTABLE	172
XIII. DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA	173
XIV. TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES	178
XV. DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN	187
XVI. INFORMACIÓN ADICIONAL	189

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. Mediante Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de fecha 08 de marzo de 2024 se resolvió renovar nuevamente las facultades oportunamente delegadas al Directorio con fecha 15 de mayo de 2017. La aprobación de la actualización de la información comercial, contable y financiera, así como toda otra información contenida en el presente Prospecto fue autorizada por el Directorio de la Sociedad con fecha 14 de marzo de 2024.

Presentación de información financiera

Los Estados Financieros Auditados de la Emisora por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 están expresados en pesos argentinos y fueron confeccionados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”).

Presentación de información financiera en economías de hiperinflación

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

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

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

Ciertos términos definidos

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

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

Datos de mercado

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

Calificación de Riesgo

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

Documentos a disposición

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

listadas o se negocien las Obligaciones Negociables (entre ellos, sin limitación, en el caso del MAE: www.mae.com.ar y en el caso de BYMA: www.bolsar.info).

Redondeo

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

IV. DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

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

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

- Cambios en políticas de gobierno, incluyendo cambios en la economía, controles de cambio, impuestos, tarifas o el marco regulatorio, o demora o denegación de aprobaciones gubernamentales;
- Acontecimientos en los negocios, la economía o el sector político de Argentina, en especial acontecimientos que afecten a la industria del petróleo y gas de Argentina;
- Impacto de la economía argentina por los acontecimientos políticos, económicos y geopolíticos en otros mercados;
- Conflictos bélicos, incluyendo, aquellos en curso entre Rusia y Ucrania e Israel y el Grupo Hamas en la Franja de Gaza;
- 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 (incluyendo, desdoblamiento del tipo de cambio), incluida una devaluación significativa del Peso;

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

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

V. INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

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

a) **Reseña histórica y descripción**

General

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Producción y Reservas: Los hidrocarburos extraídos durante el ejercicio 2023 en áreas operadas por Tecpetrol fueron en promedio 2.996 m³/día de petróleo y 17.526 Mm³/día de gas (correspondiendo a la Sociedad 2.317 m³/día y 16.293 Mm³/día de petróleo y gas respectivamente), y representa un incremento del 14% en petróleo respecto al año anterior, mientras que la producción de gas se mantuvo en niveles similares.

Al 31 de diciembre de 2023, las reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas de gas y petróleo de acuerdo a las participaciones de la Sociedad, ascendían a: (i) Petróleo crudo: (i.a.) Reservas probadas desarrolladas: 3,05 millones de metros cúbicos; (i.b.) Reservas probadas no desarrolladas: 3,50 millones de metros cúbicos; y (ii) Gas natural: (ii.a.) Reservas probadas desarrolladas: 15,16 miles de millones de metros cúbicos; y (ii.b.) Reservas probadas no desarrolladas: 83,60 miles de millones de metros cúbicos.

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

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

El segundo segmento comprende la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales, encontrándose dentro de (i) la Cuenca del Noroeste, las áreas Aguaragüe y Ramos (no operada); (ii) en la Cuenca del Golfo de San Jorge, las áreas El Tordillo, La Tapera/Puesto Quiroga 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 2023 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 del área por 20 años a partir del año 2027 se acordó la inversión adicional de USD 200 millones hasta el 31 de diciembre de 2026, la cual fue ejecutada(*).
	Gran Bajo Oriental	Perforación de 1 pozo exploratorio de 1.900 mbpp (equivalente a 570 UT) antes de junio de 2025.
	Aguaragüe	Ejecución de 1 workover y 2 abandonos de pozos que fueron ejecutados en 2023 (**). Perforación de 1 pozo de desarrollo, 1 workover y 2 abandonos de pozos a realizarse en 2024 y 2 abandonos de pozos a realizarse en 2025. Reprocesamiento de sísmica en Rio Pescado.
	MLO-124	Adquisición y procesamiento de sísmica antes del octubre de 2025.
Neuquina	Los Bastos	Inversiones exploratorias por US\$ 4,96 millones a realizarse hasta el año 2026 fuera del lote de explotación, las cuales fueron ejecutadas (***)).
	Puesto Parada	Perforación de 2 pozos horizontales a realizarse antes de diciembre de 2025.
	Los Toldos I Norte	Ensayo iniciado de 4 pozos horizontales (uno de ellos en zona norte del bloque) durante el primer trimestre 2024. Ejecución de facilidades necesarias para la evacuación de la producción, disponibles al momento del ensayo de los pozos.

(*) A la fecha de emisión del presente Prospecto, las inversiones se encuentran en proceso de certificación y reconocimiento por parte de la provincia de Chubut.

(**) A la fecha de emisión del presente Prospecto, las inversiones se encuentran pendientes de certificación por parte de la provincia de Salta.

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

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

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

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

En relación a contratos de transporte de gas celebrados, los mismos incluyen cláusula de ship or pay por entre 2,2 y 5 MMm3/d entre los años 2024 y 2028.

Asimismo, en relación a la Ronda 5.2 del Plan Gas.Ar, Tecpetrol fue adjudicada con volúmenes de producción incremental provenientes de las concesiones de explotación El Tordillo y Aguaragüe. En relación a la adjudicación en El Tordillo, Tecpetrol firmó un acuerdo de venta de gas con CAMMESA por volúmenes de producción incremental de hasta un máximo de 0,3 MMm3/d hasta diciembre de 2028 y a la fecha de emisión del presente Prospecto, el compromiso de perforación de 6 pozos nuevos fue cumplido. Respecto a la adjudicación de Aguaragüe, Tecpetrol firmó un acuerdo de venta de gas con ENARSA por volúmenes de producción incremental de hasta un máximo de 0,1 MMm3/d hasta diciembre de 2028 y la UT Aguaragüe asumió el compromiso de ejecutar durante el 2024 un pozo de desarrollo adicional. En ambos casos, Tecpetrol no tiene la obligación de entregar gas de no haber producción incremental.

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

Información adicional de las áreas: Por otra parte, en el siguiente cuadro se resume cierta información adicional al 31 de diciembre de 2023 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	Neuquen	248,17	Tecpetrol SA	100,00%	30/06/2051
	Puesto Parada	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquen	159,09	Tecpetrol SA	100,00%	01/11/2057
	Punta Senillosa	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquen	24,39	Tecpetrol SA	100,00%	30/06/2051
	Loma Ancha	Permiso de Exploración	Neuquen	142,74	Tecpetrol SA (operador) GyP de Neuquén	95,00% 5,00%	15/12/2025 (1)
	Los Bastos	Concesión de Explotación	Neuquen	208,73	Tecpetrol SA	100,00%	06/01/2026

Cuenca del Noroeste	Los Toldos I Norte	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquen	206,34	Tecpetrol SA (operador) GyP de Neuquén	90,00% 10,00%	10/5/2054
	Los Toldos II Este	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquen	77,85	Tecpetrol SA (operador) GyP de Neuquén	90,00% 10,00%	10/05/2054
	Agua Salada	Concesión de Explotación	Rio Negro	650,60	Tecpetrol SA (operador) YPF SA	70,00% 30,00%	06/09/2025
	Los Toldos I Sur	Concesión de Explotación No Convencional	Neuquen	194,79	ExxonMobil Exploration Argentina SA (operador) Tecpetrol SA GyP de Neuquén	80,00% 10,00% 10,00%	24/10/2052
	Aguaragüe	Concesión de Explotación	Salta	2.585,87	YPF SA Tecpetrol SA (operador) Pampa Energía SA CGC SA Ledesma SA	53,00% 23,00% 15,00% 5,00% 4,00%	13/11/2037 (2)
	Ramos	Concesión de Explotación	Salta	135,14	Pluspetrol SA (operador) Tecpetrol SA YPF SA	33,00% 25,00% 42,00%	21/01/2026 (5)
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%	05/08/2027 (3)
	Gran Bajo Oriental	Permiso de Exploración	Santa Cruz	2.460,69	Tecpetrol SA	100,00%	07/06/2025
Cuenca Marina Malvinas	MLO-124	Permiso de Exploración	Malvinas	4.418,00	ENI Argentina Exploración y Explotación SA (operador) MEPMLLO SA Tecpetrol SA	80,00% 10,00% 10,00%	18/10/2025 (4)

(1) En julio de 2023 la provincia de Neuquén aprobó el encuadramiento del área como Lote bajo Evaluación en los términos de los Decretos Provinciales N° 3124/2004 y 1.447/2012, por un plazo de 3 años a partir del 15 de diciembre de 2022.

(2) En agosto de 2023 la provincia de Salta ratificó mediante decreto del Poder Ejecutivo Provincial la extensión de las concesiones de explotación del área Aguaraigüe y San Antonio Sur por un período de 10 años.

(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 de 2027 sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones entre las que se incluyen invertir 200 millones de dólares adicionales en el área.

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

(5) En diciembre de 2023 Tecpetrol S.A. ejerció el derecho de adquisición preferente en relación con el 33 % de participación de Pluspetrol Energy S.A. (socio operador del área). Durante enero de 2024 se suscribió el acuerdo de cesión de participación entre Pluspetrol Energy S.A. y Tecpetrol y se celebró el comité operativo donde se trató la futura designación de Tecpetrol S.A. como operador sucesor del área en reemplazo de Pluspetrol. A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros la aprobación de la cesión se encuentra pendiente por parte de las autoridades provinciales de Salta.

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 0,149%.

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%. El 27 de julio de 2023 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1407/23 de encuadramiento del bloque como Lote bajo Evaluación por un período de 3 años vigente desde diciembre de 2022 (vencimiento del segundo período exploratorio) hasta diciembre de 2025.

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, en el mismo año 2018 se inauguró una planta de gas llamada Early Production Facility (“EPF”) que actualmente tiene capacidad de 6.2 millones de m³/día. Por otro lado, 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.

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 períodos 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 la Primera Fase del Período de Exploración consisten principalmente en un estudio geofísico 3D y otros estudios geofísicos potenciales.

Durante el 2020 Tecpetrol participó y resultó adjudicatario de volúmenes de gas natural en el marco del “PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL ARGENTINO–ESQUEMA DE OFERTA Y DEMANDA 2020-2024” aprobado por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020 y en el Concurso Público Nacional convocado por la Secretaría de Energía de la Nación mediante la Resolución N° 317/2020. Como resultado de dicho concurso, se adjudicó a Tecpetrol el total de las propuestas presentadas por la misma para el abastecimiento de gas a licenciatarias de distribución, CAMMESA e IEASA (actualmente ENARSA) por un plazo de 4 años –a partir de enero de 2021- por un total de 9.940.000 m³/día con más 2.000.000 m³/día para el periodo estacional de invierno.

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

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

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

En diciembre de 2022 se obtuvo la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos por 35 años del área Puesto Parada en la Provincia del Neuquén, que ocupa la parte norte del área Los Bastos, con una superficie aproximada de 159 km². En dicha área se completaron 2 pozos *appraisal* perforados con rama horizontal de 2.500 metros y con objetivo de *Shale Oil* en Vaca Muerta, en la etapa de ensayo actualmente. Adicionalmente, en dicho mes, en el marco del “PLAN DE REASEGURO Y POTENCIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN FEDERAL DE HIDROCARBUROS, EL AUTOABASTECIMIENTO INTERNO, LAS EXPORTACIONES, LA SUSTITUCIÓN DE IMPORTACIONES Y LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE PARA TODAS LAS CUENCAS HIDROCARBURÍFERAS DEL PAÍS 2023-2028” aprobado el Decreto N° 892 de fecha 13 de noviembre de 2020, y su modificatorio Decreto N° 730 de fecha 11 de noviembre de 2022, Tecpetrol, participó del Concurso Público Nacional fuera convocado a través del Art. 1° de la Resolución N° 770 de fecha 11 de noviembre de 2022 de la SECRETARÍA DE ENERGÍA del MINISTERIO DE ECONOMÍA para la adjudicación de volúmenes uniformes de gas natural provenientes de todas las cuencas productivas del país. En el marco de dicho concurso, Tecpetrol resultó adjudicatario de los siguientes volúmenes: i) bajo el inciso a) del artículo 1 del concurso (1) la extensión de los compromisos asumidos correspondientes a la Ronda 1 del Plan Gas.Ar por un volumen de 9.940.000 m³/d a un precio de USD/MMBTU 3,618 y (2) la extensión de los compromisos asumidos correspondientes a la Ronda 3 del Plan Gas.Ar por un volumen de 700.000 m³/d a un precio de USD/MMBTU 3,618; y ii) bajo el inciso b) del artículo 1 del Concurso (1) un volumen de 2.500.000 m³/d a un precio de USD/MMBTU 3,268 correspondiente al “Gas Plano Julio”; (2) un volumen de 2.750.000 m³/d a un precio de USD/MMBTU 3,784 correspondiente al “Gas de Pico 2024”; y (3) un volumen de 3.250.000 m³/d a un precio de USD/MMBTU 3,559 correspondiente al “Gas de Pico 2025”.

En el año 2023: (i) en el área Aguaragüe se acordó con la provincia de Salta la extensión de las concesiones de explotación del área por un período de 10 años. Dicho acuerdo fue ratificado por el Decreto N° 543/23 emitido por el Poder Ejecutivo Provincial durante agosto de 2023. (ii) en Fortín de Piedra se perforaron 20 pozos de hasta 3.500 metros de rama horizontal y se pusieron en marcha 16 pozos, con muy buenas productividades; (iii) en Los Toldos I Norte se perforaron 4 pozos exploratorios con la finalidad de evaluar el potencial del área para un eventual desarrollo de shale gas y en Los Toldos II Este se terminaron 2 pozos appraisal con buenos resultados en shale oil; (iv) en Puesto Parada finalizó el ensayo de 3 pozos appraisal con objetivo de shale oil en Vaca Muerta, obteniéndose buenos resultados; (v) en El Tordillo - La Tapera Puesto Quiroga se pusieron en marcha 15 nuevos pozos los cuales tuvieron un rendimiento menor al esperado; (vi) en

diciembre de 2023 Tecpetrol S.A. ejerció el derecho de adquisición preferente en relación con el 33% de participación que Pluspetrol Energy S.A. (socio operador del área) posee en la concesión de explotación de hidrocarburos sobre el área Ramos y la concesión de transporte asociada. Durante enero de 2024 se suscribió el acuerdo de cesión de participación entre Pluspetrol Energy S.A. y Tecpetrol S.A. y se celebró el comité operativo donde se trató la futura designación de Tecpetrol como operador sucesor del área en reemplazo de Pluspetrol, una vez aprobada la cesión en los términos del artículo 72 de la Ley 17.319 por la Provincia de Salta. A la fecha de emisión del presente Prospecto la aprobación de la cesión se encuentra pendiente por parte de las autoridades provinciales de Salta y el consentimiento de YPF S.A.

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.

Para mayor información acerca de las Obligaciones Negociables en circulación de la Compañía véase - “*Capítulo XI Antecedentes Financieros. Descripción de la Deuda Bancaria y Financiera de la Emisora.*”

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 (i) la Ley N° 17.319, denominada “Ley de Hidrocarburos”, que establece el marco legal general para la exploración, producción y transporte de hidrocarburos y (ii) la Ley N° 24.076 que regula la distribución y el transporte de gas natural.

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.

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.

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

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

también en otras zonas designadas por las autoridades provinciales competentes.

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

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

En virtud de la Ley N° 26.197, el Congreso nacional continúa promulgando leyes y reglamentaciones para desarrollar los recursos de gas y petróleo existentes dentro de todo el territorio argentino (incluidos sus mares), pero los gobiernos provinciales donde se encuentran las reservas hidrocarburíferas son los responsables del cumplimiento de estas leyes y reglamentaciones, de la administración de los yacimientos hidrocarburíferos, y deben actuar como las autoridades de otorgamiento de permisos de exploración y concesiones de explotación. No obstante, estas facultades administrativas otorgadas a las provincias deben ser ejercidas dentro del marco de la Ley de Hidrocarburos y de sus reglamentaciones.

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

En mayo de 2012 fue sancionada la Ley N° 26.741 (“Ley de Soberanía Hidrocarburífera”), que entre otras cuestiones, faculta al Poder Ejecutivo Nacional, como autoridad a cargo de la fijación de la política en la materia, a arbitrar las medidas conducentes al cumplimiento de los fines de esta ley (i.e. autoabastecimiento, exploración, explotación, industrialización, transporte y

comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, entre otros) con el concurso de los Estados provinciales y del capital público y privado, nacional e internacional.

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

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

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

Con fecha 13 de noviembre de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional procedió al dictado del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020, por medio del cual declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina la promoción de la producción del gas natural argentino, aprobándose el “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino-Eschema de Oferta y demanda 2020-2024” (“Plan Gas.Ar”), basado en un sistema competitivo en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST). Asimismo, la citada norma instruyó a la Secretaría de Energía a instrumentar el Plan, facultándola a realizar las adecuaciones y cambios necesarios para la instrumentación del mismo en los aspectos no medulares de los objetivos indicados en el mismo y respecto de las pautas, criterios y condiciones elementales contenidos en el mencionado decreto.

El mencionado plan se asienta en la participación voluntaria por parte de las empresas productoras, prestadoras del servicio público de distribución y subdistribución que hagan adquisiciones en forma directa a las empresas productoras, ENARSA y/o la Compañía Administradora Del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (en adelante “CMMESA”), por un volumen base total de setenta millones de metros cúbicos (70.000.000 m³) por día para los trescientos sesenta y cinco (365) días de cada año calendario de duración del esquema, el cual podrá ser modificado por la Secretaría de Energía a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda, así como ampliado para los sucesivos períodos invernales y/o para los volúmenes a incluir en los plazos que eventualmente se extienda el plan.

El plazo previsto para la vigencia del mismo fue de cuatro (4) años, plazo que podría ser ampliado por la Secretaría de Energía en función de su evaluación de la situación en el mercado de gas, y

que para los proyectos costa afuera podrá contemplarse un plazo mayor, de hasta ocho (8) años en total, en atención a las particularidades de este tipo de proyectos.

En materia de exportaciones, el Plan Gas.Ar estableció la posibilidad de ofrecer a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme por hasta un volumen total de once millones de metros cúbicos (11.000.000 m³) por día, a ser comprometidos exclusivamente durante el período no invernal, y estas condiciones podrán ser utilizadas tanto para la exportación de gas natural por ductos como para su licuefacción en el país y posterior exportación como GNL. Por otra parte, estableció que los contratos particulares resultantes del esquema serán negociados mediante un mecanismo de subasta, licitación y/o procedimiento similar, a ser diseñado por la Secretaría de Energía, que garantice los más altos estándares de concurrencia, igualdad, competencia y transparencia. En materia de requisitos de contratación, el diseño, instrumentación y ejecución de estos planes de inversión y programas de contratación por parte de las empresas productoras refiere a la aplicación del principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional de las facilidades en materia de empleo, provisión directa de bienes y servicios por parte de Pymes y empresas regionales, así como de bienes, procesos y servicios de industria, tecnología y trabajo nacional (al tiempo que será contemplado un sistema de control y sanción que será implementado por la Secretaría de Energía en forma conjunta, federal y colaborativa con el Ministerio de Desarrollo Productivo, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, las Provincias que adhieran al citado esquema y las organizaciones de trabajadores y empresariales del sector que así lo soliciten).

El 4 de noviembre de 2022, se dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 730/2022, por medio del cual se aprobó el Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las Cuencas Hidrocarburíferas del País (2023-2028). El Decreto 730/2022 implementa la continuidad del Plan Gas.Ar (aprobado por el Decreto 892/2020) hasta el año 2028, a la vez que instruye a la Secretaría de Energía a instrumentar dicho Plan, así como a realizar las adecuaciones y cambios necesarios para la instrumentación del Plan en los aspectos no medulares.

El 28 de mayo de 2022 se publicó el Decreto N° 277/2022, mediante el cual se crearon los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo (“RADPIP”) y de gas natural (“RADPIGN”) y el régimen de promoción de empleo, trabajo y desarrollo de proveedores regionales y nacionales (“RPEPNIH”). Dicho Decreto principalmente flexibiliza el acceso al MULC a los beneficiarios que incrementen la producción de gas y/o petróleo, y que para poder acceder al RADPIP y al RADPIGN, se deben cumplir con los siguientes requisitos: (i) estar inscriptos en el registro de empresas petroleras de la Secretaría de Energía; (ii) adherir al régimen; (iii) obtener una producción incremental de crudo o niveles de inyección incremental de gas natural; (iv) cumplir con el RPEPNIH; y (v) ser adjudicatario, y cumplir con las obligaciones previstas, en el Plan Gas.Ar. Los beneficiarios de dichos regímenes tendrán acceso al MULC para el pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, incluyendo pasivos con sociedades vinculadas no residentes y para el pago de utilidades y dividendos que correspondan a estados financieros cerrados y auditados y/o la repatriación de inversiones directas

de no residentes. El acceso al MULC bajo este régimen no podrá quedar sujeto al requisito de conformidad previa del BCRA, en caso en que la norma cambiaria así lo estableciera, y que los beneficios de acceso a divisas que se obtengan por adherir al RADPIP y/o al RADPIGN serán tomados a cuenta y oportunamente descontados de otros beneficios. Respecto al RPEPNIH, se controlarán los planes de desarrollo de proveedores que aseguren la integración regional y nacional, y que el 16 de enero de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 13/2023 de la Secretaría de Energía aprobando las condiciones generales de los regímenes de acceso a divisas creados por el mencionado Decreto 277/22. Para mayor información véase Capítulo XVI. Información Adicional - Controles de Cambio – Otras disposiciones específicas.

Exploración y Producción

Permisos y Concesiones

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

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

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. 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 N° 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.

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 otorgará mediante licitación pública o concurso público. 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 N° 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 del ENARGAS para los gasoductos.

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.

El 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 Secretaría de Energía 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.

Mediante la Resolución 67/2022 la Secretaría de Energía declaró de interés público nacional la construcción del gasoducto Presidente Néstor Kirchner, a fin de transportar gas natural desde Tratayén, en la Provincia del Neuquén, hasta la Ciudad de San Jerónimo, en la Provincia de Santa Fe, así como la realización de obras complementarias, de ampliación y potenciación del sistema nacional de transporte. En ese marco, se creó el Programa Sistema de Gasoductos “Transport.Ar Producción Nacional” en la órbita de la Subsecretaría de Hidrocarburos, pautándose sus objetivos

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

En lo que respecta al transporte de hidrocarburos líquidos, por medio de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 643/2022, publicada con fecha 14 de septiembre de 2022, en uso de las facultades otorgadas mediante Decreto N° 574/2022 de fecha 2 de septiembre del referido año, se prorrogó por el plazo de 10 años, a partir del 14 de noviembre de 2027, la concesión de transporte de hidrocarburos correspondiente a los oleoductos troncales de acceso a Allen y del oleoducto Allen-Estación Puerto Rosales de titularidad de Oleoductos del Valle Sociedad Anónima, y su respectiva ampliación denominada Medanito-Puesto Hernandez. Todo ello, de conformidad con los condicionamientos y requisitos fijados en la respectiva norma citada.

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

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

Petróleo

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.

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.

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 fija, 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.

Gas Natural

Comercialización de Gas Natural

La Ley de Gas Natural regula la distribución y el transporte de gas natural considerando ambas actividades como 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.

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 CAMESA.

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 CAMESA.

Cabe mencionar que, con la finalidad de fomentar la producción de gas natural, el Gobierno adoptó diferentes programas de estímulo en los últimos años:

- (i) el “*Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural*” (comúnmente llamado “Plan Gas”, implementado por la **Resolución N° 1/2013** de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica).

Bajo el Plan Gas, las empresas fueron invitadas a presentar un proyecto ante la Comisión antes del 30 de junio de 2013, para percibir una compensación de hasta US\$7.50 por MMBtu por el gas natural inyectado sobre una curva de producción base, ajustada por una curva de declinación definida por el productor. Esta resolución fue utilizada como un medio para incrementar la inyección de gas natural. Estos proyectos debían cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Resolución N° 1/2013 – sujetos a la consideración de la Comisión - y podían durar hasta un máximo de cinco años renovables ante pedido del beneficiario, previa aprobación de la Comisión.

- (ii) El “*Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida*” (“Plan Gas II”, implementado mediante **Resolución N° 60/2013** de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica, y reglamentado mediante la Resolución N° 83/2013 de la misma Comisión).

La finalidad fue establecer un mecanismo complementario al “Plan Gas”, que posibilite fomentar la actividad productiva de aquellos actores del sector que, por razones vinculadas, entre otras cuestiones, a sus escalas productivas y/o a las características geológicas de los yacimientos sobre los que operan, no optaron por solicitar su incorporación al régimen en cuestión. En ese sentido, este programa promovió la adhesión de las empresas cuya inyección fuera inferior en promedio a tres millones quinientos mil (3.500.000) metros cúbicos por día (MMm³/día) durante los seis meses inmediatamente anteriores a su instauración, interesadas en obtener una mejora en el precio de la inyección de gas natural.

Tecpetrol fue aceptada como beneficiaria de este programa a través de la Resolución N° 21/2014 de la Comisión.

- (iii) El “*Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas Sin Inyección*” (creado por la **Resolución N° 185/2015**) para las compañías que no poseían producción de gas previa en la Argentina al momento de la emisión de la Resolución.

Sin embargo, este programa fue derogado por la Resolución N° 74/2016, emitida por la Secretaría de Energía el 18 de mayo de 2016 (ver siguiente punto)

- (iv) La **Resolución N° 74/2016** creó el “*Programa de Estímulo a los Nuevos Proyectos de Gas Natural*”, que estaría vigente hasta diciembre de 2018 (Plan Gas III) con el objetivo de promover inversiones de producción de gas no convencional (“tight gas”, “compact sand” o “shale gas”) en los campos localizados en la cuenca neuquina.
- (v) El “*Programa De Estímulo A Las Inversiones En Desarrollos De Producción De Gas Natural Proveniente De Reservorios No Convencionales*” (creado por medio de la **Resolución N° 46-E/2017** del ex MEyM, modificada por la Resolución N° 419-E/2017 del mismo ministerio).

Bajo este programa, las compañías tienen derecho a obtener una compensación calculada como la diferencia entre el precio mínimo (establecido en: (i) US\$ 7.50/ MMBtu para el año 2018, (ii) US\$ 7.00/ MMBtu para el año 2019, (iii) US\$ 6.50/ MMBtu para el año 2020, y (iv) US\$ 6.00/ MMBtu para el año 2021) y el precio promedio mensual ponderado por el volumen total de las ventas de gas natural en la Argentina publicado por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos).

El programa fue extendido a la cuenca Austral por medio de la Resolución No. 447-E/2017.

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 año 2020, el Gobierno lanzó el “Plan De Promoción De La Producción Del Gas Natural Argentino–Esquema De Oferta Y Demanda 2020-2024”, aprobado por Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020. Este régimen reguló la comercialización a mediano plazo del gas natural por parte de las empresas productoras de hidrocarburos, por una parte, y las Licenciatarias del Servicio de Distribución de gas natural, IEASA (actualmente ENARSA) y CAMMESA, por la otra.

Dicho esquema de comercialización ha sido luego ampliado y modificado en los términos de lo dispuesto bajo el Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las Cuencas Hidrocarburíferas del País 2023-2028, aprobado por Decreto de Necesidad y Urgencia N° 730/2022.

Se proporcionan detalles de ambos programas a continuación:

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

Mediante Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/20, el Poder Ejecutivo declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario la promoción de la producción del gas natural argentino y aprobó el “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024”.

El Plan contempla como objetivos: viabilizar inversiones en producción de gas natural con el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus propios yacimientos; proteger los derechos de los usuarios actuales y futuros y de las usuarias actuales y futuras del servicio de gas natural; promover el desarrollo de agregado nacional en la cadena de valor de toda la industria gasífera; mantener los puestos de trabajo en la cadena de producción de gas natural; sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional; coadyuvar con una balanza energética superavitaria y con el desarrollo de los objetivos fiscales del Gobierno; generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos; otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y al segmento de generación eléctrica de fuente térmica; establecer un sistema transparente, abierto y competitivo para la formación del precio del gas natural compatible con los objetivos de política energética establecidos por el Poder Ejecutivo Nacional.

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

La referida Resolución N° 317/2020 también aprobó: las condiciones particulares de suministro, que incluyen la cláusula de Delivery or Pay (diaria) del 100% de la capacidad contratada y de Take or Pay (mensual) del 75% de la capacidad contratada, los modelos de planes de inversión a ser presentados por las empresas oferentes, los términos del compromiso de incremento de contrataciones nacionales y planes a ser presentados por los oferentes a tales fines, y los términos de la renuncia que debían presentar las empresas que oportunamente hubieran adherido al Programa Res. 46/17, 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. 46/17 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. 46/17.

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, dado 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 periodos 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.

En el marco de lo dispuesto en el PLAN DE PROMOCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL GAS

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

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

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

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.

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

Adjudicación en el marco “Plan de reaseguro y potenciación de la producción federal de hidrocarburos, el autoabastecimiento interno, las exportaciones, la sustitución de importaciones y la expansión del sistema de transporte para todas las cuencas hidrocarburíferas del país 2023-2028”

El “Plan de reaseguro y potenciación de la producción federal de hidrocarburos, el autoabastecimiento interno, las exportaciones, la sustitución de importaciones y la expansión del sistema de transporte para todas las cuencas hidrocarburíferas del país 2023-2028” fue aprobado por el Decreto N° 730/2022 de fecha 11 de noviembre de 2022 (modificatorio del anterior Decreto 892/2020).

Entre los fundamentos del Plan, se enumeran:

- (a) consolidar el bloque de volumen plano de poco más de 70 MM m³/d) adjudicado mediante las Rondas 1 y 3 del Plan Gas.Ar;
- (b) conformar demanda para volúmenes incrementales que puedan evacuarse en uso de la nueva capacidad de transporte a instalarse en el sistema, en particular para las obras a realizarse en el marco del Programa Transport.Ar (Resolución SE N° 67/2022);
- (c) procurar la máxima utilización de la capacidad de transporte disponible desde las cuencas Noroeste y Austral (que a los efectos de este Plan comprende la producción on shore y off shore de las provincias del Chubut, de Santa Cruz y de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur) con producción nacional, con el objetivo prioritario de sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional.

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

Contempla los siguientes objetivos:

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

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

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

- a) Volumen: será establecido por la Secretaría de Energía, a efectos de garantizar el óptimo abastecimiento de la demanda y conforme la capacidad de transporte. Podrá ser ampliado para los sucesivos períodos y/o para los volúmenes a incluir en los plazos que eventualmente se extienda el plan.
- b) Plazo: se extenderá hasta el año 2028 inclusive. Este plazo podrá ser ampliado por la Secretaría de Energía en función de la evaluación de la situación en el mercado de gas.
- c) Exportaciones: podrán ofrecerse a las empresas productoras participantes condiciones preferenciales de exportación en condición firme durante el período estacional de verano

y/o de invierno, sobre la base de las estimaciones de oferta y demanda que efectúe la Secretaría de Energía.

- d) Precio mínimo de exportación: la autoridad de aplicación establecerá en cada oportunidad un precio mínimo que deberán respetar las autorizaciones de exportación. Dicho precio constituirá el precio comercial razonable conforme a lo dispuesto en el artículo 6° de la Ley N° 17.319.
- e) Procedimiento de oferta y demanda: los contratos particulares resultantes del esquema serán negociados mediante un mecanismo de concurso público, licitación y/o procedimiento similar, a ser diseñado por la Secretaría de Energía, que garantice los más altos estándares de concurrencia, igualdad, competencia y transparencia
- f) Valor agregado nacional y planes de inversión: el diseño, instrumentación y ejecución de estos programas por parte de las empresas productoras cumplirá con el principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional de las facilidades en materia de empleo, provisión directa de bienes y servicios por parte de Pymes y empresas regionales, así como de bienes, procesos y servicios de industria, tecnología y trabajo nacional.
- g) Misceláneas: se preverán otros aspectos que, a criterio de la Secretaría de Energía, resulten conducentes a los efectos de garantizar la seguridad de abastecimiento de gas natural desde el punto de vista de la previsibilidad de la oferta y la garantía de tarifas justas, razonables y asequibles para la demanda”.

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

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

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

A los efectos de reconocer prioridad para la inyección en períodos con excedentes de oferta, se efectuará, en primera instancia, un ordenamiento de las rondas por orden cronológico (partiendo de la más antigua a la más reciente), y dentro de cada ronda tendrán prioridad quienes oferten los

precios más competitivos. De esta manera, se favorece la eficiencia en las asignaciones y se respeta el ordenamiento temporal de los compromisos.

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

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

El 14 de noviembre de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución 770/2022 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó en el ámbito de la Secretaría a Concurso Público Nacional (el “Concurso”) para la adjudicación de volúmenes uniformes de gas natural provenientes de todas las cuencas productivas del país.

El 23 de diciembre del 2022 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución RESOL-2022-860-APN-SE#MEC de la Secretaria de Energía. A través de la misma se aprobó el procedimiento realizado para el Concurso y se resolvió adjudicar a la Sociedad los siguientes volúmenes: i) bajo el inciso a) del artículo 1 del Concurso (1) la extensión de los compromisos asumidos correspondientes a la Ronda 1 del Plan Gas.Ar por un volumen de 9.940.000 m³/d a un precio de USD/MMBTU 3,618 y (2) la extensión de los compromisos asumidos correspondientes a la Ronda 3 del Plan Gas.Ar por un volumen de 700.000 m³/d a un precio de USD/MMBTU 3,618; y ii) bajo el inciso b) del artículo 1 del Concurso (1) un volumen de 2.500.000 m³/d a un precio de USD/MMBTU 3,268 correspondiente al “Gas Plano Julio”; (2) un volumen de 2.750.000 m³/d a un precio de USD/MMBTU 3,784 correspondiente al “Gas de Pico 2024”; y (3) un volumen de 3.250.000 m³/d a un precio de USD/MMBTU 3,559 correspondiente al “Gas de Pico 2025”.

El 10 de enero de 2023 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 6/2023 de la Secretaría de Energía (modificada por la Resolución N° 113/2023), mediante la cual determinó la adecuación de los precios de gas natural en el PIST de los contratos o acuerdos de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del “Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las Cuencas Hidrocarburíferas del País 2023-2028” (Plan Gas.Ar), aplicable a los consumos de gas realizados a partir del 1° de marzo de 2023 y 1° de mayo de 2023, respectivamente, conforme surge del Anexo que integra la resolución.

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

El 21 de abril, el 27 de abril, el 22 de junio, el 28 de junio, el 27 de septiembre y el 17 de noviembre de 2023 se publicaron en el Boletín Oficial, respetivamente, las Resoluciones N° 265/2023, 296/2023, 521/2023, 543/2023, 799/2023 y 944/2023 de la Secretaría de Energía, mediante las cuales se adjudicaron volúmenes de gas natural en el marco de la Resolución N° 770/2022. Mediante las Resoluciones N° 296/2023 y 799/2023 se adjudicó a Tecpetrol, en el marco del Concurso Público Nacional realizado a través del Inciso b) del Artículo 2° de la Resolución N° 770, volúmenes de producción incremental provenientes de las concesiones de explotación El Tordillo y Aguaragüe. En relación a la adjudicación de volúmenes de producción incremental de El Tordillo, Tecpetrol firmó un acuerdo de venta de gas con CAMMESA por volúmenes de hasta un máximo de 0,3 MMm3/d hasta diciembre de 2028. Respecto a la adjudicación de volúmenes de producción incremental de Aguaragüe, Tecpetrol firmó un acuerdo de venta de gas con ENARSA por volúmenes de producción incremental de hasta un máximo de 0,1 MMm3/d hasta diciembre de 2028.

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, hidrocarbúricas, manufactureras y agroindustriales, así como la ampliación de las unidades de negocio existentes, que requieran inversión para aumentar su producción. Los beneficios del régimen no aplican a commodities como trigo, maíz, soja y biodiesel, entre otros. Si bien los entes reguladores podrán incluir y/o excluir actividades del Régimen de Fomento, el Decreto establece que no se afectarán los derechos adquiridos.

Los requisitos son los siguientes:

- a. Pueden presentarse tanto personas jurídicas como físicas, residentes o no residentes
- b. Presentación de un "Proyecto de Inversión para la Exportación" consistente en una inversión directa mínima de cien millones de dólares americanos (US\$ 100.000.000)
- c. Los beneficiarios deberán cumplir con los términos y condiciones de los proyectos presentados y aprobados por los reguladores.
- d. No podrán postularse al Régimen de Fomento las personas físicas y jurídicas cuyos representantes o directores hayan sido condenados por ciertos delitos con penas de prisión y/o

inhabilitación por un tiempo determinado, (ii) las personas físicas y jurídicas que tengan deudas tributarias o previsionales vencidas e impagas, o a las que se les haya impuesto el pago de impuestos, tasas, multas o recargos por resolución judicial o administrativa firme en materia aduanera, cambiaria, tributaria o previsional, y (iii) las personas que hayan incumplido, sin justificación, sus obligaciones en relación con otros regímenes de promoción.

Una vez verificados los requisitos pertinentes, la autoridad de aplicación aprobará el proyecto y emitirán un "Certificado de Inversión en Exportación" a los efectos de acceder a los beneficios establecidos por el Régimen de Promoción, que tendrá una duración de 15 años.

Los beneficiarios que participen del Régimen de Fomento podrán aplicar hasta el 20% de los ingresos en moneda extranjera obtenidos por las exportaciones relacionadas con el proyecto a (i) pago de capital e intereses de deudas financieras o comerciales con el exterior, (ii) pago de dividendos y (iii) repatriación de inversiones directas de no residentes. No obstante, este beneficio no superará un máximo anual equivalente al 25% del importe bruto de las divisas liquidadas por dicho beneficiario a través del mercado de divisas para financiar el desarrollo del proyecto. Para estimar el monto bruto de las divisas liquidadas por el beneficiario en el Mercado Cambiario para financiar el proyecto, no se tomarán en cuenta los flujos de divisas provenientes de las exportaciones.

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

Los beneficios del Régimen de Fomento cesarán (i) al vencimiento del plazo de utilización, (ii) en determinados casos, cuando el beneficiario deje de tener capacidad para desarrollar la actividad motivo del proyecto de inversión, según lo establecido en el régimen aplicable, o (iii) si el beneficiario incumple sus obligaciones bajo este Régimen de Promoción sin justificación.

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva

El 23 de diciembre de 2019, el Gobierno argentino promulgó la Ley de Solidaridad que declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social.

La Ley de Solidaridad facultó al Poder Ejecutivo Nacional a:

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

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

A través del Decreto 1020/2020, de fecha 16 de diciembre de 2020, el congelamiento de tarifas impuesto por la Ley de Solidaridad es extendido por un plazo adicional de 90 (noventa) días desde la finalización del plazo establecido por el Decreto 543/2020, o hasta

que los nuevos cuadros tarifarios transitorios entren en vigor, lo que ocurra primero.

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

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

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

A través del Decreto N° 278/2020, el Poder Ejecutivo Nacional intervino el ENARGAS hasta el 31 de diciembre de 2020, nombrando un interventor y definiendo sus respectivos poderes y autoridades. Además, de forma efectiva desde la entrada en vigor del decreto, los miembros vigentes del Directorio de ENARGAS fueron suspendidos de sus funciones hasta tanto el ENARGAS dejó de estar intervenido. La intervención del ENARGAS fue objeto de sucesivas prórrogas (a través de los Decretos N° 1020/2020, 871/2021 y 815/2022), y continúa vigente: el 18 de diciembre de 2023, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023, el Poder Ejecutivo Nacional dispuso la intervención de ENRE y ENARGAS a partir del 1° de enero de 2024 y hasta la designación de nuevos miembros del Directorio¹.

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

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

¹ El 29 de diciembre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 5/2023 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se designó como interventor del ENARGAS al Ing. Carlos Alberto María Casares.

desde el 1 de marzo de 2023 conforme la Resolución SE N° 6/2023.

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

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

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

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

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

por el Decreto N° 55/2023.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

toda exigencia normativa que distorsione los precios de mercado, impida la libre iniciativa privada o evite la interacción espontánea de la oferta y de la demanda.

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

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

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

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.

La SE obligó a los productores a tener como primera prioridad en sus inyecciones de gas natural a las tuberías de determinados consumidores preferenciales y ordenó a las empresas de transporte garantizar estas prioridades a través de la asignación de la capacidad de transporte. En general, estas reglamentaciones subordinaron todas las exportaciones de gas natural a la previa entrega de volúmenes de gas natural que fueran suficientes para satisfacer la demanda del mercado interno.

Por medio del Decreto 893/2016 se estableció un esquema particular de autorizaciones de exportaciones temporarias de gas, destinadas a asistencia en situaciones de emergencia y aquellas

en que sea necesario utilizar infraestructura de países vecinos para facilitar el transporte de gas natural al mercado interno argentino.

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

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

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

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

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

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

Exportación de gas

En cuanto a los derechos de exportación a los que están sometidas las exportaciones de gas natural, al igual que para las exportaciones de petróleo crudo, el derecho de exportación de Hidrocarburos había sido creado mediante la Ley 25.561 en el año 2002, facultando al Poder Ejecutivo Nacional a establecer la alícuota correspondiente, todo ello por un plazo de 5 años.

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

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

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

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

Importaciones de Gas

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

la industria del gas natural.

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

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

GLP (Gas Licuado de Petróleo)

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

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

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

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

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

Mediante la Resolución N° 224/2022, la SE aprobó la asignación de aportes y cupos de gas licuado de petróleo (GLP) butano y/o mezcla y propano para el año 2022 en el marco del Programa

Hogares con Garrafas (HOGAR).

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).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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, siendo su área más importante Fortín de Piedra.

El marco establecido a partir del acuerdo con los sindicatos petroleros y el anuncio del gobierno nacional sobre el estímulo al precio del gas, ambos ocurridos a inicios de 2017, junto con la disponibilidad de equipos y mano de obra calificada, alentaron a la Sociedad a contemplar un plan de inversión para el desarrollo del área Fortín de Piedra, que incluyó al 31 de diciembre de 2023, principalmente, la perforación de 152 pozos, instalaciones de tratamiento de gas con capacidad para procesar hasta 23 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 2023 la inversión en Fortín de Piedra superaba los US\$ 3.400 millones. Las entregas de gas en 2023 fueron de 16,4 millones de m³/d en promedio, alcanzando un pico de 24 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, al 2022, emplean aproximadamente 60.000 empleados, siendo sus actividades variadas, incluyendo la producción de tubos de acero, de productos planos de acero, la prestación de servicios de ingeniería, construcción y administración de proyectos y otras ramas de servicios y manufacturas. Para mayor información, véase “*Capítulo IX. Estructura de la Emisora, Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas – a) Estructura de la Emisora y su grupo económico – Estructura Organizacional: La Organización Techint.*”. Salvo que así se lo indique en el respectivo Suplemento de Precios, ninguna sociedad parte de la Organización Techint garantiza de modo alguno las obligaciones del Emisor respecto a los títulos que pudiera emitir bajo el presente Programa.

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

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

Negocios de la Emisora

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

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

El segmento de la Cuenca del Noroeste, de la Cuenca del Golfo de San Jorge y de la Cuenca Marina Malvinas comprende la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales, encontrándose dentro de la Cuenca del Noroeste las áreas Aguara Güe y Ramos (no operada), en la Cuenca del Golfo de San Jorge las áreas El Tordillo, La Tapera, Puesto Quiroga, y Gran Bajo Oriental, y en la Cuenca Marina Malvinas el área de exploración MLO-124 (esta última, no operada por la Emisora). En febrero de 2023, se acordó la cesión por parte de Tecpetrol a Alianza Petrolera S.A. de los derechos y obligaciones asociadas a la concesión de explotación sobre el área Estancia La Mariposa, la renuncia a la concesión de las áreas Lomita de la Costa y Cerro El Mangrullo, y la posición contractual de Tecpetrol S.A. en la UT Lago Argentino. A la fecha de emisión del presente Prospecto, la autorización de dicho acuerdo por parte de la autoridad de aplicación provincial se encuentra pendiente.

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

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



Actividades de Exploración y Producción:

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

Cuenca	Area	Socios	Participación	Fecha Vencimiento Permiso/Concesión	Reservas Certificadas Probadas al 31/12/23 (7)		Producción Diaria Promedio Neta en 2023	
					Petroleo (Mm3)	Gas (MMm3)	Petroleo (m3/d)	Gas (Mm3/d) (8)
Cuenca Neuquina	Fortín de Piedra	Tecpetrol SA	100,00%	30/06/2051	3.715	97.452	1.068	16.937
	Punta Semillosa	Tecpetrol SA	100,00%	30/06/2051	26	276	11	166
	Loma Ancha	Tecpetrol SA (operador) GvP de Neuquén	95,00% 5,00%	15/12/2025 (1)	-	-	-	-
	Puesto Parada	Tecpetrol SA	100,00%	01/11/2057	165	27	262	32
	Los Bastos	Tecpetrol SA	100,00%	01/10/2026	13	28	34	81
	Los Toldos I Norte	Tecpetrol SA (operador) GvP de Neuquén	90,00% 10,00%	10/05/2054	-	-	-	-
	Los Toldos II Este	Tecpetrol SA (operador) GvP de Neuquén	90,00% 10,00%	10/05/2054	430	85	239	14
	Agua Salada	Tecpetrol SA (operador) YPF SA	70,00% 30,00%	06/09/2025	57	151	154	472
Cuenca del Noroeste	Aguaragüe	ExxonMobil Exploration Argentina SA (operador)	80,00%	24/10/2052	7	14	2	5
		Tecpetrol SA GvP de Neuquén	10,00% 10,00%					
Cuenca del Golfo San Jorge	Ramos (9)	YPF SA	53,00%	14/11/2037 (2)	73	431	34	46
		Tecpetrol SA (operador) Pampa Energia SA CGC SA Ledesma SA	23,00% 15,00% 5,00% 4,00%					
Cuenca del Golfo San Jorge	El Tordillo	Pluspetrol SA (operador)	33,00%	21/01/2026 (7)	11	133	18	195
		Tecpetrol SA	25,00%					
		YPF SA	42,00%					
Cuenca del Golfo San Jorge	La Tapera - Puesto Quiroga	Tecpetrol SA (operador)	52,13%	14/11/2027 (3)	1.887	196	504	100
		Pampa Energia SA	35,67%					
		YPF SA	7,20%					
Cuenca del Golfo San Jorge	Gran Bajo Oriental	Petrominera Chubut SE	5,00%	05/08/2027 (3)	166	1	40	-
		Tecpetrol SA (operador) Pampa Energia SA YPF SA Petrominera Chubut SE	52,13% 35,67% 7,20% 5,00%					
Cuenca Marina Mabinas	MLO-124	Tecpetrol SA	100,00%	07/06/2025	-	-	-	-
Cuenca Marina Mabinas	MLO-124	ENI Argentina Exploración y Explotación SA (operador)	80,00%	18/10/2025(6)	-	-	-	-
		Mitsui E&P Argentina S.A. Tecpetrol SA	10,00% 10,00%					

(1) En Julio de 2023 la provincia de Neuquén aprobó el encuadramiento del área como Lote bajo Evaluación en los términos de los Decretos Provinciales N° 3124/2004 y 1.447/2012, por un plazo de 3 años a partir del 15 de diciembre de 2022.

(2) En agosto de 2023 la provincia de Salta ratificó mediante decreto del Poder Ejecutivo Provincial la extensión de las concesiones de explotación del área Aguaragüe y San Antonio Sur por un período de 10 años.

(3) En septiembre de 2014 Tecpetrol y sus socios firmaron un contrato con Petrominera Chubut SE para la operación de esos yacimientos por 20 años más a partir 2027 sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones entre las que se incluyen invertir 200 millones de dólares adicionales en el área.

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

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

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

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

(8) Entregas de Gas a 9300 Kcal/m3

(9) En diciembre de 2023 Tecpetrol S.A. ejerció el derecho de adquisición preferente en relación con el 33 % de participación de Pluspetrol Energy S.A. (socio operador del área). Durante enero de 2024 se suscribió el acuerdo de cesión de participación entre Pluspetrol Energy S.A. y Tecpetrol y se celebró el comité operativo donde se trató la futura designación de Tecpetrol S.A. como operador sucesor del área en reemplazo de Pluspetrol. A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros la aprobación de la cesión se encuentra pendiente por parte de las autoridades provinciales de Salta.

❖ Segmento Cuenca Neuquina

Las operaciones del Segmento Cuenca Neuquina SE 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 Semillosa, Los Toldos I Norte, Los Toldos II Este, Los Toldos I Sur, Loma Ancha y Puesto Parada, todas las cuales cubren en forma

conjunta una superficie total de aproximadamente más de 2.000 km², y son áreas operadas por la Emisora (a excepción de Los Toldos I Sur).

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

A continuación, se detallan las áreas operadas y no operadas por la Sociedad en esta cuenca indicando los pozos en producción al 31 de diciembre de 2023, como la evolución de la producción diaria promedio neta en los últimos tres años.

			Produccion Diaria Promedio Neta								
			2023			2022			2021		
Cuenca	Área	Pozos en Producción a Dic- 23	Petróleo (m ³ /d)	Entregas Gas (Mm ³ /d) (*)	Total promedio (m ³ eq/d)	Petróleo (m ³ /d)	Entregas Gas (Mm ³ /d) (*)	Total promedio (m ³ eq/d)	Petróleo (m ³ /d)	Entregas Gas (Mm ³ /d) (*)	Total promedio (m ³ eq/d)
NEUQUINA	Fortín de Piedra	95	1.068	16.937	18.005	871	16.815	17.686	718	13.803	14.521
	Loma Ancha	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Puesto Parada	26	262	32	293	13	1	14	-	-	-
	Los Toldos I Sur	1	2	5	7	5	14	19	10	32	42
	Los Toldos II Este	3	239	14	253	30	-	30	-	-	-
	Los Toldos I Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Los Bastos	24	34	60	94	102	81	184	81	80	161
	Punta Senillosa	22	11	132	144	17	166	183	20	189	209
Agua Salada	53	154	472	626	176	522	698	265	615	880	

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 2023 la inversión en el área Fortín de Piedra alcanzaba los US\$ 3.400 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 área Punta Senillosa (yacimientos Punta Senillosa y Las Chivas), y en diciembre de 2022 la concesión de explotación de hidrocarburos no convencionales en el área Puesto Parada.

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

Fortín de Piedra

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

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

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

La adhesión de Tecpetrol S.A. al Programa, en su carácter de concesionario de explotación no

convencional sobre el área Fortín de Piedra, fue debidamente aprobada el 3 de noviembre de 2017.

Punta Senillosa

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

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

Los Toldos I Norte y Los Toldos II Este

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

En el área Los Toldos I Norte se perforaron 4 pozos exploratorios con la finalidad de evaluar el potencial del área para un eventual desarrollo del shale gas y en los Toldos II Este se terminaron 2 pozos appraisal con buenos resultados en shale oil.

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 perforó 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 2022 Tecpetrol S.A. y GyP de Neuquén solicitaron el encuadramiento del área como Lote bajo Evaluación en los términos de los Decretos Provinciales N° 3124/2004 y 1.447/2012, por un plazo de 5 años a partir del 15 de diciembre de 2022. El 27 de julio de 2023 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1407/23 de encuadramiento del bloque como Lote bajo Evaluación por un período de 3 años vigente desde diciembre de 2022 (vencimiento del segundo período exploratorio) hasta diciembre de 2025.

Puesto Parada

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

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

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

Concesiones de transporte

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

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

Como condición precedente al primer desembolso del Contrato de Mutuo celebrado entre Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini S.A y la Administración Nacional de la Seguridad Social, en su carácter de administrador legal del Fondo de Garantía de Sustentabilidad del Sistema Integrado Previsional Argentino (en adelante “FGS- ANSES”) por la suma de hasta US\$ 63 millones, en mayo de 2019 YPF S.A. y la Emisora gravaron con derecho real de prenda en primer grado de privilegio la totalidad de las acciones de Oleoducto Loma Campana – Lago Pellegrini S.A. de su propiedad, a favor de la FGS-ANSES.

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

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

➤ Cuenca del Golfo de San Jorge:

Ubicada en las provincias de Chubut y Santa Cruz, en esta Cuenca la Emisora opera las áreas de El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga 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 2023, así como la evolución de la producción diaria promedio neta en los últimos tres años.

			Producción Diaria Promedio Neta								
			2023			2022			2021		
Cuenca	Área	Pozos en Producción a Dic- 23	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	275	504	100	604	596	92	688	577	34	611
	La Tapera-Puesto Quiroga	7	40	-	40	10	-	10	10	-	10

El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga

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

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

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

El plazo original de las concesiones de explotación sobre las área El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga fue prorrogado hasta el año 2027, mediante el Acuerdo para la Implementación de un Compromiso de Actividad e Inversiones en Áreas Hidrocarburíferas de la Provincia del Chubut, de fecha 21 de agosto de 2013, ratificado por Ley Provincial VII N° 65, publicada en el Boletín Oficial de la Provincia de Chubut de fecha 2 de octubre de 2013, otorgándose la extensión

de esta concesión de explotación hasta el 2027. El acuerdo de extensión implicó el pago de un bono inicial y luego pagos mensuales del 4% sobre el valor de la producción en boca de pozo. Adicionalmente, se asumieron compromisos de perforación, perforación de pozos de desarrollo, pozos exploratorios y realizar erogaciones en costos, gastos e inversiones relacionados con el cuidado y protección del medio ambiente. El acuerdo con la provincia prevé que, finalizado el período de la concesión de explotación actual en 2027, y sujeto al previo cumplimiento de determinadas condiciones (entre las que se incluye ejecutar una inversión adicional de US\$ 200 millones), se continuará con la explotación del área por 20 años adicionales, es decir, hasta el 2047, mediante un acuerdo de asociación de Tecpetrol e YPF con Petrominera Chubut.

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

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

Estancia La Mariposa, Lomita de la Costa y Cerro Mangrullo

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

Las concesiones de explotación de hidrocarburos sobre los lotes mencionados fueron otorgadas a través de las siguientes normas, a saber: (i) la concesión sobre el lote estancia La Mariposa, mediante Decretos Provinciales N° 373/2008 y 1.171/2008, (ii) la concesión sobre el lote Lomita de la Costa, mediante Decreto Provincial N° 1.181/2008, y (iii) la concesión sobre el lote Cerro Mangrullo, mediante Decretos Provinciales N° 165/2012 y N° 512/2015.

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

Gran Bajo Oriental

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

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

Concesiones de transporte

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

El plazo de las concesiones de transporte es de 35 años, las que fueron prorrogadas por un plazo de 10 años cada una de ellas a partir de sus respectivos vencimientos, mediante el Acuerdo para la Implementación de un Compromiso de Actividad e Inversiones en Áreas Hidrocarburíferas de la Provincia del Chubut, de fecha 21 de agosto de 2013, ratificado todo ello también por Ley Provincial VII N° 65, publicada en el Boletín Oficial de la Provincia de Chubut de fecha 2 de octubre de 2013.

➤ Cuenca del Noroeste:

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

A continuación, se detallan las áreas operadas y no operadas por la Emisora en esta Cuenca indicando los pozos en producción al 31 de diciembre de 2023, como la evolución de la producción diaria promedio neta en los últimos tres años.

			Producción Diaria Promedio Neta								
			2023			2022			2021		
Cuenca	Área	Pozos en Producción a Dic- 23	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	24	34	46	80	37	41	78	48	71	119
	Ramos	9	18	195	213	19	210	229	20	222	242

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 Río Colorado hacia el área colindante Aguaragüe.

En febrero de 2023 se acordó con la provincia de Salta la extensión de las concesiones de explotación del área por un período de 10 años, la cual fue ratificada mediante la publicación en el Boletín Oficial del decreto 543/23 emitido por el Poder Ejecutivo Provincial durante agosto de 2023, venciendo las mismas en noviembre de 2037 y en noviembre de 2034, respectivamente.

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.

En diciembre de 2023 Tecpetrol S.A. ejerció el derecho de adquisición preferente en relación con el 33% de participación que Pluspetrol Energy S.A. (socio operador del área) posee en la concesión de explotación de hidrocarburos sobre el área Ramos y la concesión de transporte asociada. Durante enero de 2024 se suscribió el acuerdo de cesión de participación entre Pluspetrol Energy S.A. y Tecpetrol S.A. y se celebró el comité operativo donde se trató la futura designación de Tecpetrol como operador sucesor del área en reemplazo de Pluspetrol, una vez aprobada la cesión en los términos del artículo 72 de la Ley 17.319 por la Provincia de Salta. A la fecha de emisión del presente Prospecto, la aprobación de la cesión se encuentra pendiente por parte de las autoridades provinciales de Salta y el consentimiento de YPF S.A.

Concesiones de transporte

A los fines de la evacuación de la producción de su titularidad correspondiente a las Área Aguara Güe, 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 la localidad de Cornejo otorgada mediante Decisión Administrativa 60/96, la Concesión de Transporte de gas natural desde el Lote San Antonio Sur hasta la localidad de Ballivian otorgada mediante Decisión Administrativa 81/1998.

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

➤ Cuenca Marina Malvinas:

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

contratos costa afuera (off-shore), en noviembre de 2021 se solicitó a la Secretaría de Energía una suspensión de plazos de 2 años la mencionada Primera Fase del Periodo de Exploración, la que fue otorgada mediante Resolución N° 175/2022 de la Secretaría de Energía de la Nación.

Vaca Muerta

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

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

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

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

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

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

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



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

Al 31 de diciembre de 2023, la compañía llevaba invertidos en Fortín de Piedra US\$ 3.400 millones, y su producción de gas representaba el 18% de la producción nacional y el 32% de la producción de la cuenca neuquina.

Regalías, cánones de producción y otros conceptos similares

En virtud de lo establecido por la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 y normas complementarias, los titulares de concesiones de explotación y exploración se encuentran obligados al pago de regalías a la nación y a las provincias donde extraen hidrocarburos. Las regalías se abonan sobre

la producción de petróleo crudo y gas, valorizada sobre la base de los precios efectivamente obtenidos en la comercialización de dichos hidrocarburos, menos deducciones previstas en la legislación, tales como transporte, almacenaje y tratamiento, entre otras. El porcentaje de regalías a abonar sobre la producción valorizada asciende a un 12%, y se abona un 3% o un 4% adicional en ciertas concesiones que han sido prorrogadas. En el caso de los permisos de exploración, dicho porcentaje asciende al 15%.

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

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

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

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

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

CUENCA NOROESTE / CUENCA GOLFO SAN JORGE	Chubut	El Tordillo	Regalías	12.00%	12.00%
	Chubut	El Tordillo	Aporte Extraordinario	4.00%	4.00%
	Chubut	El Tordillo	Contribución especial Petrominera	1.00%	1.00%
	Chubut	La Tapera	Regalías	12.00%	12.00%
	Chubut	La Tapera	Aporte Extraordinario	4.00%	4.00%
	Chubut	La Tapera	Contribución especial Petrominera	1.00%	1.00%
	Chubut	Puesto Quiroga	Regalías	12.00%	12.00%
	Chubut	Puesto Quiroga	Aporte Extraordinario	4.00%	4.00%
	Chubut	Puesto Quiroga	Contribución especial Petrominera	1.00%	1.00%
	Salta	Aguaragüe	Regalías (**)	12.00%	12.00%
	Salta	Aguaragüe	Canon Extraordinario (**)	3.00%	3.00%
	Salta	Ramos	Regalías	12.00%	12.00%

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

Reservas Probadas de cada área a la participación de Tecpetrol

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

	al 31-Dic-2023			al 31-Dic-2022			al 31-Dic-2021		
	Total Reservas			Total Reservas			Total Reservas		
	Probadas (P1) al % Tecpetrol			Probadas (P1) al % Tecpetrol			Probadas (P1) al % Tecpetrol		
	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total
(Mm3)	(MMm3)	(Mm3eq)	(Mm3)	(MMm3)	(Mm3eq)	(Mm3)	(MMm3)	(Mm3eq)	
Agua Salada	57	151	208	61	241	302	118	392	510
Aguaragüe	73	431	504	54	169	223	66	181	247
El Tordillo	1.887	196	2.083	2.702	273	2.975	2.887	293	3.180
Fortín de Piedra	3.715	97.452	101.167	4.223	76.858	81.081	4.540	73.564	78.104
Gran Bajo Oriental	-	-	-	-	-	-	-	-	-
La Tapera - Puesto Quiroga	166	1	167	97	2	99	93	2	95
Loma Ancha	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Los Bastos	13	28	42	15	46	61	66	84	150
Puesto Parada	165	27	191	67	19	86	-	-	-
Los Toldos I Norte	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Los Toldos I Sur	7	14	21	10	21	31	9	25	34
Los Toldos II Este	430	85	516	134	26	160	-	-	-
MLO-124	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Punta Senillosa	26	276	302	31	319	351	32	336	368
Ramos	11	133	145	17	188	205	21	239	260
Total Argentina	6.551	98.794	105.345	7.411	78.164	85.575	7.834	75.116	82.949

(*) 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

El rol activo que tiene la Sociedad en el mercado externo ha permitido mantener un alto porcentaje de exportaciones durante 2023. Durante 2023 y el primer bimestre de 2024 se mantuvo el desdoblamiento de precios entre el mercado local e internacional, con precios en el mercado local generalmente inferiores a la paridad de exportación. Para lo resta del año 2024, se espera que los precios internacionales se vean afectados por la evolución del petróleo de referencia “Brent”, mientras que los precios del mercado interno, además de las referencias internacionales, se podrían ver afectados por factores políticos y macroeconómicos.

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

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

Desde fines de 2023, y a través del decreto 28/2023 se estableció que el contravalor de las exportaciones de petróleo crudo deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse, un ochenta por ciento (80%) a través del Mercado Libre de Cambios (MLC) debiendo el exportador, por el veinte por ciento (20%) restante, concretar operaciones de compraventa con valores negociables adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local.

Venta de Gas:

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

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

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

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

Gas.Ar. Adicionalmente, también existen acuerdos de exportación de gas en condición interrumpible. Los mismos, tanto firmes como interrumpibles, deben ser aprobados por la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos antes de poder ser comercializados.

Los principales clientes de Tecpetrol son las empresas de la Organización Techint Siderca S.A.I.C. y Ternium Argentina S.A., otras industrias como Ledesma S.A.A.I. Transportadora de Gas del Sur S.A., Loma Negra C.I.A.S.A., Compañía MEGA S.A., y comercializadores de gas como Energy Consulting Services S.A., Natural Energy S.A., Metroenergía S.A., Energía Sudamericana S.A., Rafael Albanesi S.A., ABC Energía S.A. y NRG Energía S.A, entre otros. Además, la compañía comercializa el gas con destino a la generación eléctrica a través de CAMMESA. Con relación a la demanda de gas residencial, la compañía tiene acuerdos de venta con la mayoría de las Distribuidoras de Gas Natural y con ENARSA. En cuanto al mercado de exportación, se cuentan entre sus principales clientes a Enel Generación Chile S.A., Colbún S.A., GM Holdings S.A y Shell Chile S.A.. Durante el período comprendido entre enero y diciembre de 2023, los ingresos de Tecpetrol correspondieron aproximadamente en un 28% a usuarios industriales y comercializadores de gas natural, 4% a usuarios de GNC, 31% a licenciatarias del servicio de distribución, un 25% a generadoras de energía eléctrica, y un 12% a clientes de exportación, sin considerar las compensaciones del Plan Gas.Ar.

Transporte

Petróleo

El transporte de petróleo crudo de la mayor cuenca productiva del país (Cuenca Neuquina) se realiza principalmente por oleoductos. El sistema de oleoductos consta de una red de oleoductos interconectados que unen dicha cuenca con la terminal marítima en Puerto Rosales, donde se puede almacenar y embarcar a buques para su exportación, transportar hacia otra terminal o hacia alguna de las refinerías argentinas ubicadas sobre la costa del Río de La Plata, con el puerto de Concepción en Chile, con las refinerías de Luján de Cuyo, Plaza Huincul, Puerto Galván, La Plata, Dock Sud y Campana. A su vez, desde Mayo de 2023, se encuentra operativo el oleoducto trasandino (OTASA) que lleva volúmenes desde cuenca neuquina hasta la refinería de ENAP en Chile.

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, Huantraico 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 o por camiones a pequeñas refinerías del país. 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.

Durante 2022, la Sociedad participó del Concurso Abierto N°1/2022 de Oldelval y del Concurso Abierto N° OTE 1-2022 de Oiltanking Ebytem, mediante las cuales obtuvo un incremento en la capacidad proyectada de transporte, almacenaje y embarque. Los proyectos se encuentran avanzando con retrasos respecto del plan original. No obstante, las capacidades incrementales se encuentran alineadas con las proyecciones de incrementos de producción.

Durante octubre de 2023, Oldelval, en el marco de las ampliaciones del sistema de transporte, viabilizó una capacidad incremental de 12.000 m³/d de los cuales 720 m³/d (6% del total) corresponden a Tecpetrol. La capacidad para evacuación y comercialización de la producción de la Cuenca Neuquina Oldelval-Ebytem se encontró saturada, pero esto no afectó a los volúmenes transportados por la Sociedad durante el año en cuestión.

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. Durante el año 2023 se construyó el gasoducto Gasoducto Presidente Néstor Kirchner de propiedad de ENARSA conectando la ciudad de Tratayén con el sistema de transporte operado por TGS en la ciudad de Saliqueló Provincia de Buenos Aires, el que permite transportar gas natural de la cuenca neuquina hacia Buenos Aires y cuenta actualmente con una capacidad de transporte de 11 millones de m³/d y que se está ampliando a 21 millones de m³/d con la instalación de 2 plantas compresoras.

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

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

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

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

VI. FACTORES DE RIESGO

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

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

Riesgos relacionados con Argentina

Somos altamente dependientes de las condiciones macroeconómicas de Argentina.

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

Las condiciones económicas en Argentina en los últimos años incluyeron la imposición de controles cambiarios, controles de precio, incremento de la intervención directa del Estado en la economía, modificación a leyes y reglamentaciones que afectaron al comercio exterior y a las inversiones extranjeras directas, aumento de la inflación, un déficit fiscal en aumento y limitaciones de la capacidad de Argentina de cumplir con su deuda soberana. Entre el 2016 y el 2019 el gobierno de Mauricio Macri impulsó una serie de medidas tendientes a reordenar las variables económicas. Sin embargo, la alta inflación y la depreciación de la moneda obligaron al gobierno a la re-implementación de medidas excepcionales, tales como los controles de cambio que habían sido eliminados entre 2015 y 2016.

Adicionalmente, durante el año 2020, el gobierno de Alberto Fernandez tuvo que hacer frente a la

pandemia de Covid-19 imponiendo una serie de medidas que afectaron a la economía argentina.

Asimismo, durante el año 2023 se llevó a cabo un proceso electoral a nivel nacional, provincial y local. En este sentido, a lo largo del año (i) se realizaron las elecciones presidenciales de la República Argentina; (ii) se eligió el jefe de gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los gobernadores de 21 provincias; (iii) se renovó la mitad de la Cámara de Diputados de la Nación; (iv) se renovó un tercio del Senado de la Nación y (v) hubo elecciones para los cargos de legisladores provinciales, intendentes y concejales municipales.

El 19 de noviembre de 2023, Javier Milei fue electo como el próximo presidente de Argentina en representación del partido político La Libertad Avanza que tomó posesión el 10 de diciembre de 2023, venciendo a su contrincante en un balotaje con un 55,7% de los votos. El nuevo gobierno se enfrenta a una delicada situación económica:

- la inflación continúa siendo alta y puede continuar en niveles similares en el futuro; de acuerdo con un informe publicado por el INDEC, al 31 de diciembre del 2023 el índice de inflación acumulado en 2023 medido por el IPC fue del 211,4%, la más elevada desde 1991, y la inflación acumulada de 2024 durante enero y febrero fue de 36,6%;
- en el tercer trimestre de 2023 el PBI muestra una caída de 0,8% con relación al mismo período del año anterior.;
- la deuda pública de Argentina como un porcentaje del PBI continúa siendo elevada;
- el aumento discrecional del gasto público ha generado y podría continuar generando déficit fiscal;
- la inversión como porcentaje del PBI continúa siendo muy baja;
- podrían llevarse a cabo una cantidad significativa de manifestaciones o huelgas, como sucedió en el pasado, que podrían afectar adversamente los distintos sectores de la economía argentina;
- el suministro de energía o gas natural podría no ser suficiente para abastecer la actividad industrial (limitando así el desarrollo industrial) y el consumo interno;
- el desempleo y el empleo informal continúan siendo elevados; y
- el peso se devaluó aproximadamente un 78% en 2023.

De acuerdo con el informe de MSCI, Argentina fue considerada un mercado emergente hasta junio de 2021, cuando se la declaró un mercado independiente. Las condiciones económicas y de mercado en Argentina y en los mercados emergentes, especialmente aquellos en América Latina, influyen en el mercado de valores emitidos por compañías argentinas. La volatilidad en los mercados de valores en América Latina y en los países de mercados emergentes, así como los potenciales aumentos en las tasas de interés en Estados Unidos y otros países desarrollados, pueden tener un impacto negativo en el valor de negociación de nuestros valores de capital y en nuestra capacidad y los términos en los que podemos acceder a los mercados de capitales internacionales. Además, los mercados independientes incluyen riesgos adicionales, tales como restricciones gubernamentales que pueden limitar las inversiones y los riesgos asociados con acontecimientos políticos.

Existen demandas pendientes contra el gobierno argentino ante el CIADI que podrían implicar nuevas sentencias contra el gobierno argentino, lo que a su vez podría tener un efecto sustancialmente adverso en la capacidad del gobierno argentino para implementar reformas y fomentar el crecimiento económico. No podemos garantizar que en el futuro el gobierno argentino

no incumplirá sus obligaciones.

En esta etapa inicial, y debido a la frágil situación económica y financiera actual de Argentina, no podemos anticipar cuáles serán sus medidas político-económicas iniciales ni cuándo comenzarán a tener efecto. Véase “—*La incertidumbre política en torno a las medidas que adopte el gobierno argentino podría afectar a las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias o sociales de Argentina*” del presente Prospecto.

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.

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

La volatilidad de la economía argentina y de las medidas adoptadas por el gobierno argentino han tenido y se espera que sigan 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.

La incertidumbre política en torno a las medidas que adopte el gobierno argentino podría afectar a las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias o sociales de Argentina.

El gobierno argentino se enfrenta a retos macroeconómicos singulares, como reducir la tasa de inflación, lograr superávit comercial y fiscal, acumular reservas, sostener el peso, refinanciar la deuda contraída con acreedores privados y mejorar la competitividad de la industria local en función de los distintos factores que la afectan (entre ellos, la invasión de Ucrania por parte de la Federación de Rusia y el conflicto entre Israel y Hamás en la Franja de Gaza).

El gobierno recientemente elegido ha sancionado el Decreto N°70/2023, que contempla varias medidas para reducir el tamaño de la administración pública y el gasto público y desregular la economía. Entre otras cuestiones, se faculta a la Secretaría de Energía a redeterminar la estructura de subsidios al gas natural en base al porcentaje de ingresos. Asimismo, se derogan (i) la Ley N° 25.822 (Plan Federal de Transporte Eléctrico); (ii) el Decreto N° 1060/00 relativo a contratos de abastecimiento exclusivo de combustibles; (iii) el Decretos N° 1491/02 de contratos de exportación de energía eléctrica por Potencia Firme y Energía Eléctrica Asociada y los Acuerdos

de Comercialización de Generación; (iv) el Decreto N° 634/03 de ampliaciones de transporte de energía eléctrica en alta tensión y por distribución troncal; y (v) el Decreto N° 311/06 que aprobó el otorgamiento de préstamos reintegrables del tesoro nacional al fondo unificado creado por la Ley N° 24.065 destinados al sostenimiento del sistema de estabilización de precios en el mercado eléctrico mayorista.

Además, el 27 de diciembre de 2023, el poder ejecutivo argentino envió al congreso nacional un proyecto de ley titulado "Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos". El proyecto de ley declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, previsional, de defensa, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025, prorrogable por dos años más, y delega una serie de facultades legislativas en el poder ejecutivo argentino mientras dure la emergencia. El proyecto de ley también incluye una serie de reformas legales, institucionales, tributarias y penales que afectan a diversos sectores de la economía. Para mayor información sobre el Decreto 70/2023 y el proyecto de ley, véase "*Información Adicional – (f) Hechos Recientes —Decreto de Necesidad y Urgencia N° 70/2023*" y "*—Proyecto de Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos*" del presente Prospecto.

El 14 de marzo de 2024, la Cámara de Senadores del Congreso de la Nación, voto por el rechazo del Decreto, encontrándose aun pendiente de tratamiento por parte de la Cámara de Diputados del Congreso de la Nación. En caso de que la Cámara de Diputados vote de igual manera por el rechazo del mismo, el Decreto quedará sin efecto, en caso de que vote afirmativamente, mantendrá su vigencia dado que ambas Cámaras deben rechazar expresamente un Decreto de Necesidad y Urgencia para lograr que el mismo no tenga vigencia.

Es difícil predecir el impacto de las medidas implementadas por el gobierno hasta la fecha y/o las futuras medidas y/o el resultado del ambicioso esquema de desregulación que se intenta aplicar mediante el Decreto N°70/2023 y el mencionado proyecto de ley que se encuentra en etapa de tratamiento por comisiones de asesoramiento. Dichas medidas podrían afectar a la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

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

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

Durante el año 2020, el gobierno argentino llevó a cabo negociaciones con acreedores de la deuda Argentina tanto bajo legislación extranjera como legislación argentina, a los efectos de lograr un camino para la sostenibilidad de la deuda de Argentina. Luego de diversas negociaciones, el 31 de agosto de 2020, el gobierno argentino anunció que había obtenido los consentimientos requeridos para canjear el 99,01% del monto total de capital pendiente de todas las series de Bonos Elegibles

bajo ley extranjera, tras lo cual se consumó el canje. Por su parte, el 4 de abril de 2022 se concluyó definitivamente el canje de deuda externa bajo ley local. La adhesión de los bonistas privados logró alcanzar el 99,75%.

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

El 3 de marzo de 2022, el gobierno argentino y el FMI anunciaron que se llegó a un acuerdo a nivel del personal técnico. El acuerdo se basa en lo que se conoce como Servicio Ampliado del FMI, que incluye 10 revisiones que se realizan de manera trimestral durante dos años y medio (el "Acuerdo SAF"). Desde la finalización de la cuarta revisión, los principales objetivos del programa no se alcanzaron, como consecuencia de la sequía sin precedentes y desviaciones de las políticas. En un contexto de elevada inflación y crecientes presiones sobre la balanza de pago, se acordó el 28 de julio de 2023 un nuevo paquete de medidas centrado en fortalecer las reservas y reforzar el orden fiscal. El 1 de febrero de 2024 el FMI concluyó la séptima revisión y concede el desembolso acordado de US\$4.700 millones que permitirá cubrir pagos hasta mayo del 2024. Con esto, los desembolsos totales en el marco del Acuerdo SAF ascienden a aproximadamente USD 40.600 millones.

En el supuesto en que el Estado Nacional no cumpla con los compromisos y metas económicas y fiscales acordadas con el FMI, o que el acuerdo no sea aprobado por el Directorio Ejecutivo del FMI, la Argentina podría verse en situación de default respecto a la deuda contraída con el FMI y, en consecuencia, su situación financiera y económica podrían verse adversamente afectadas.

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

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

Compañía para acceder a estos mercados también podría ser limitada.

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

Las fluctuaciones en el valor del Peso también pueden afectar de manera adversa la economía argentina, los negocios, la situación patrimonial y los resultados de nuestras operaciones. Una porción importante de nuestros ingresos e inversiones está vinculada al Dólar. Por lo tanto, estamos expuestos a riesgos asociados con las fluctuaciones del Peso respecto del Dólar, debiendo tenerse presente que, desde enero de 2002, el valor del Peso ha fluctuado significativamente. La devaluación del Peso puede tener un impacto negativo sobre la capacidad de determinadas empresas argentinas de pagar sus deudas en moneda extranjera, puede generar inflación, reducir sustancialmente los salarios en términos reales y poner en peligro la estabilidad de los negocios, como los nuestros, cuyo éxito depende en mayor medida de la demanda del mercado interno, pudiendo también afectar adversamente la capacidad del Gobierno Nacional de pagar sus obligaciones de deuda externa. De acuerdo al tipo de cambio informado por la Comunicación “A” 3500 del Banco Central, la devaluación del Peso Argentino respecto al Dólar Estadounidense ascendió a un total de 17,55% en 2016, 15,21% en 2017, 50,94% en 2018, 36,67% en 2019, 28,87% en 2020, 17,56% en 2021, 44,44% en 2022, 78,09% en 2023 y 5,38% a la fecha del presente Prospecto en 2024.

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. 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 18,08% al tipo de cambio oficial a la fecha del presente Prospecto.

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

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

Por otra parte, la futura recaudación impositiva y resultados fiscales de la República Argentina

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

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

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

Durante 2020, el índice de inflación medido por el IPC del INDEC para 2021, 2022 y 2023 fue del 36,1%, 50,99%, 94,8% y del 211,4%, respectivamente. Adicionalmente, el IPC para el mes de enero y febrero de 2024 fue de 20,6% y 13,2%, 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, que es la única institución de Argentina con facultad legal para producir estadísticas nacionales oficiales, ha experimentado un proceso de reformas institucionales y metodológicas que han dado lugar a controversias relacionadas con la confiabilidad de la información que produce, incluidos los datos sobre inflación, PBI y desempleo.

En el pasado el FMI censuró a la Argentina por falta de progreso suficiente en la adopción de medidas reparadoras en relación con la mejora de la calidad de los datos oficiales, incluidos los datos sobre inflación y PBI.

En 2016, el gobierno del expresidente Macri declaró el estado de emergencia administrativa respecto del sistema estadístico nacional y el INDEC inició un proceso de reorganización de su estructura técnica y administrativa para recuperar su capacidad de producir información estadística relevante y suficiente. Hacia el final de dicho proceso, la censura recibida por parte del FMI fue levantada argumentando que Argentina había reiniciado la publicación de información de forma consistente con sus obligaciones bajo el convenio constitutivo del FMI, habilitando a la Argentina a acceder nuevamente a los préstamos del FMI.

Sin perjuicio que el INDEC no ha sido sujeto de controversias respecto de la veracidad de la información estadística publicada, no es posible garantizar que el gobierno nacional no modificará o introducirá nuevas medidas que afecten el sistema nacional de estadísticas, y en consecuencia la economía argentina, en particular deteriorando la confianza de los consumidores e inversores, lo cual podría tener un efecto significativo adverso sobre el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

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 de la Nación 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 de la Nación 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.

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

El 21 de agosto de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N°690/2020 (el “**DNU 690**”) la administración de Alberto Fernández declaró el carácter de servicio público de los Servicios de las Tecnologías de la Información y Comunicaciones (“**TIC**”) y de la telefonía móvil en todas sus modalidades. Adicionalmente estableció que los precios de estos servicios serán regulados por el Ente Nacional de Comunicaciones y congeló las tarifas, anunciadas desde el 31 de julio y hasta el 31 de diciembre de 2020 por los licenciatarios TIC, en el marco de la emergencia ampliada por el Decreto N°260/2020. Sin embargo, el 27 de noviembre de 2023, el Juzgado N°8 en lo Contencioso Administrativo Federal, a cargo de la jueza Cecilia De Negre, declaró la nulidad del DNU 690 y de las Resoluciones del ENACOM N°1466/20 y 1467/2020 emitidas en el contexto de la pandemia, dicha sentencia fue apelada por el Estado Nacional y actualmente se espera la sentencia de cámara.

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 7953 “A” del Banco Central) mediante las cuales se estableció, 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.

En el pasado, han existido restricciones respecto de pagos de endeudamientos financieros con el exterior que tengan pagos programados de amortización en determinado período de tiempo, por montos de capital superiores a U\$S 2,0 millones, con ciertas excepciones. En particular, el pago de los montos de capital correspondientes a endeudamientos financieros con el exterior sujetos a dicha normativa tenía que formar parte de un plan de refinanciación obligatorio previamente presentado ante el BCRA, donde se debía contemplar que (i) sólo el 40% del monto de capital vencido y pagadero se pagaría a través del mercado de cambios local; y (ii) el 60% restante debe refinanciarse de forma que la vida media de la deuda fuera incrementada como mínimo dos años.

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

Asimismo, los 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.

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.

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

En julio de 2019, el Mercado Común del Sur (“MERCOSUR”) logró firmar un acuerdo de asociación estratégica con la Unión Europea. Sin embargo, con las negociaciones concluidas, el acuerdo no ha sido firmado ni ratificado. 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. Es incierto el efecto que el acuerdo podría tener en la economía argentina y en las políticas implementadas por el gobierno argentino.

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. El 9 de abril de 2020, Arabia Saudita, Rusia y los miembros de la OPEP acordaron reducir la producción de petróleo en 9.7 millones de barriles por día, el corte más profundo jamás acordado por los productores de petróleo del mundo. Después de eso, se acordó aumentar la producción. De igual manera, en abril de 2022, Arabia Saudí y otros productores de petróleo de la OPEP anunciaron recortes voluntarios en su producción por valor de alrededor 1,15 millones de barriles por día. La decisión se sumó al recorte realizado en noviembre de 2022, cuando los países de la OPEP anunciaron recortes de producción de dos millones desde noviembre hasta fin de ese año. En abril de 2023, algunos miembros de la OPEP anunciaron un recorte en la producción mundial de petróleo que representó alrededor del 40% de la producción mundial. Dicha decisión fue reafirmada en noviembre del año pasado cuando la OPEP acordó recortes voluntarios de producción de 2.2 millones de barriles diarios para el primer trimestre del primer trimestre de 2024. 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.

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.

Si bien el nuevo gobierno no se ha pronunciado a favor de estas medidas, en el futuro la presión sindical podría llevarlo a tomar nuevas medidas que signifiquen aumentos salariales o beneficios adicionales para los trabajadores y la fuerza laboral o que generen un aumento de los costos laborales de la Emisora. Cualquier incremento en los beneficios salariales o laborales podría originar costos adicionales y una reducción de los resultados de las operaciones para las empresas argentinas, incluidos nosotros.

Una disminución continua de los precios globales de las principales exportaciones argentinas podría tener un efecto adverso en el crecimiento económico de la Argentina.

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

Por su parte, las consecuencias de las sequías se han visto reforzadas por el histórico descenso del Río Paraná (principal afluente del país) y un gran número de focos de incendios en múltiples provincias. Los efectos en la agricultura que se derivaron de tales complicaciones ambientales provocaron y podrían seguir provocando importantes problemas económicos en el país. Como consecuencia de las sequías y los incendios hubo caídas significativas en las cosechas y recortes en los resultados proyectados. Si bien los precios internacionales de las materias primas han experimentado una recuperación, en caso de que se retorne a la tendencia a la baja o en caso de que se presenten factores climáticos futuros (incluidas, entre otras, las sequías) que puedan tener un efecto adverso en las actividades productivas de Argentina y el nivel de reservas de divisas en el BCRA, la economía argentina podría verse afectada negativamente en su conjunto. Además, las condiciones climáticas adversas pueden afectar la producción de materias primas por parte del sector agrícola, que representa una parte importante de los ingresos de exportación de Argentina. Entre 2020 y mediados de 2023 se generó una sequía producto del fenómeno La Niña que afectó gravemente el ingreso de divisas y las percepciones del gobierno nacional por retenciones. El período 2020-2022 fue el peor, en el cual se agravó la falta de precipitaciones, provocando severos daños en los principales cultivos. Por ejemplo, en 2022, la cosecha de trigo de la presente campaña culminó en 12,4 millones de toneladas, 10 millones menos que en el ciclo anterior, según la Bolsa de Cereales de Buenos Aires.

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

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

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

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

En los últimos años se llevaron adelante controles y segmentamientos de las tarifas de electricidad y gas natural con subsidios diferenciados. Dichos controles significaron un retraso significativo de precios de la energía en el mercado local lo cual se fue agudizando a medida que se incrementaba la inflación en dicho periodo.

El nuevo gobierno de Javier Milei, mediante el Decreto 55/2023, declaró nuevamente la emergencia del sector energético nacional hasta el 31 de diciembre de 2024. Se pretende implementar un programa con el fin de establecer los mecanismos para la sanción de precios en condiciones de competencia y libre acceso, mantener en términos reales los niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión, para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural en condiciones técnicas y económicas adecuadas para los prestadores y los usuarios, así como llevar adelante una revisión tarifaria.

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.

No podemos asegurar que esta medida no generará una disminución en las inversiones o afectará los ingresos de la Emisora.

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.

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 en el futuro si el gasto público se aumenta a un ritmo más acelerado que el ingreso.

La actual administración del Gobierno Nacional ha lanzado un paquete de medidas de ajuste fiscal destinadas a reducir el déficit. Sin embargo, no se puede asegurar que dichas medidas logren contener el déficit fiscal o tengan el resultado esperado. Un deterioro adicional de las cuentas fiscales podría afectar adversamente la capacidad del gobierno argentino de acceder a los mercados financieros a largo plazo y, a su vez, podría limitar el acceso de las compañías argentinas a dichos mercados, lo cual podría afectar adversamente el negocio, situación patrimonial y el resultado de las operaciones de la Emisora.

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 peticionantes 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 peticionantes 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 la actualidad hay procesos en curso frente al CIADI, cuya decisión final del tribunal se encuentra pendiente. Asimismo, ante ese tribunal, hay litigios contra la Argentina por US\$3.840 millones, que incluye a aquellos de beneficiarios de fallos que aún no han cobrado, otros que están en litigio y sin resolución y otros que están negociando el pago.

Tanto los litigios como los reclamos instaurados ante el CIADI y la CNUDMI contra el gobierno argentino han derivado en sentencias sustanciales y podrían derivar en nuevas sentencias sustanciales contra el gobierno que a su vez podrían ocasionar la traba de embargos, o la imposición de medidas cautelares, sobre activos de la Argentina que el gobierno haya destinado a otros usos. Como consecuencia de esta situación, podría suceder que el gobierno argentino no cuente con todos los recursos financieros necesarios para honrar sus obligaciones, implementar reformas y fomentar el crecimiento y ello a su vez puede tener un efecto sustancialmente adverso sobre la economía del país, y, en consecuencia, sobre el negocio, situación financiera y resultado de las operaciones de la Emisora.

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 podría 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 2023 de *Transparency International*, que incluye un estudio de 180 países, la Argentina se ubicó en el puesto 98.

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

El entorno político de Argentina ha influido históricamente en el desempeño de la economía del país, y continúa haciéndolo. Las crisis políticas han afectado y continúan afectando la confianza de los inversores y el público en general, lo que históricamente ha generado desaceleración económica y mayor volatilidad en los títulos con riesgo argentino subyacente. La reciente inestabilidad económica de Argentina ha contribuido a una caída en la confianza del mercado en la economía de Argentina, así como al deterioro del entorno político.

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

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.

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 vieron intensificadas 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.

En enero de 2020, ocurrió la salida del Reino Unido de la Unión Europea. No se puede asegurar si el Brexit y la implementación del plan de transición tendrá los efectos esperados. El Brexit podría producir mayores niveles de inestabilidad política y judicial en la UE, lo que podría afectar los

intercambios comerciales entre Argentina y dicha región.

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.

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”.

Asimismo, durante el comienzo de 2023, se observó que importantes entidades bancarias sufrieron problemas de liquidez, dando lugar a una situación de incertidumbre que podrían afectar a la economía global. A la fecha del presente Prospecto, no resulta posible prever las consecuencias que podrían continuar generándose a causa de la inestabilidad del sistema bancario a nivel mundial ni tampoco el impacto que podría tener en la Emisora.

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

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.

Hay varios factores que impactan de manera directa a la consumación de este proceso incluyen, entre otros, la demanda interna, las condiciones macroeconómicas y políticas que prevalecen en Argentina o las posibles nuevas limitaciones legales o regulatorias a la industria. En consecuencia, no podemos garantizar que dicha liberalización prevista pueda finalmente materializarse lo que podría generar que la volatilidad y la incertidumbre en los precios internacionales del petróleo crudo y sus derivados probablemente continuarán.

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

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

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

Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas

Nuestras operaciones están sujetas a una regulación exhaustiva.

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

En el pasado, el gobierno argentino adoptó una serie de medidas relativas a la repatriación de fondos obtenidos como resultado de las exportaciones y los cargos de petróleo y gas aplicables a la

producción de gas licuado que afectaron las actividades de los productores de petróleo y gas.

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

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

- limitados por nuestra capacidad para trasladar los mayores impuestos internos o aumentos en los precios internacionales del petróleo crudo y otros hidrocarburos y las fluctuaciones del tipo de cambio a los precios internos, o para aumentar los precios locales de petróleo crudo y 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 2023, el valor del Peso se redujo de AR\$185,7 a 828,2 Pesos por Dólar de acuerdo con el tipo de cambio comprador publicado por el Banco de la Nación Argentina. El hecho de que los precios de los combustibles derivados del petróleo crudo al consumidor final en el mercado interno se fijen en moneda local y que las empresas refinadoras no hayan podido, en cierta medida, trasladar la devaluación del Peso a los distribuidores, han dado lugar a una reducción de los precios del petróleo crudo denominados en Dólares. Del mismo modo, si bien los precios del gas natural en Argentina están denominados en Dólares, las tarifas de los servicios pagados por los usuarios finales están denominadas en Pesos.

Por otro lado, los derechos de exportación se encuentran regulados por lo que la Emisora se encuentra sujeta al cumplimiento de dichas retenciones. Para mayor información, véase “La imposición de derechos de exportación y otros impuestos han afectado adversamente y podrían seguir afectando nuestros resultados” del presente Prospecto.

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.

En lo relativo a las exportaciones de gas natural, la Resolución N° 360/2021 de la SE, modificada por la Resolución N° 774/2022 de la SE, establece 4 categorías de exportaciones: (i) Exportaciones en Firme Plan Gas.Ar; (ii) Exportaciones Interrumpibles; (iii) Intercambios Operativos; y (iv) Acuerdos de Asistencia. Se establece en la Resolución 360/2021 modificada, un procedimiento especial para la solicitud de Exportaciones en Firme Plan Gas.Ar. que requiere que el Estado Nacional fije los cupos de exportación para cada periodo correspondiente y los asigne de conformidad con el orden de prioridad establecido en el Plan Gas.Ar. Por otro lado, los Acuerdos de Asistencia son objeto de un tratamiento particular, en cada caso, y están exentos de los procedimientos estipulados en la Resolución N° 360/2021 y su modificatoria.

Producimos bienes exportables y, por lo tanto, restricciones o mayor regulación respecto de nuestra capacidad exportable, así como la falta de reconocimiento de los derechos que corresponden a la exportación, 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.

La industria argentina del petróleo y el gas está sujeta a regulaciones y controles gubernamentales cambiantes, en particular, dado el cambio de gobierno antes mencionado. La actividad de la Compañía depende en gran medida de las condiciones regulatorias y políticas imperantes en Argentina y los resultados de sus operaciones pueden verse afectados negativamente por los cambios normativos y políticos que se produzcan en Argentina. La Compañía puede enfrentar riesgos y desafíos relacionados con la regulación y el control gubernamental del sector energético, entre ellos leyes, reglamentaciones y normas sancionados por el gobierno federal y los gobiernos provinciales y locales en relación con la adjudicación de permisos de exploración y/o concesiones de explotación, controles a la exportación, restricciones a la importación (incluidas las relacionadas con las autorizaciones de transferencia de fondos para pagos al extranjero), requisitos de inversión, tributación, controles de precios que puedan impedir el traslado de mayores costos, requisitos de calidad de los productos petrolíferos, mano de obra, estimulación hidráulica, actividades de perforación y otros aspectos medioambientales, entre otros.

En los últimos años, el gobierno argentino ha introducido ciertos cambios en la normativa y las políticas que rigen el sector energético con el fin de priorizar la demanda interna a precios estables y así sostener la recuperación económica. La Ley de Expropiación declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario de la Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como su explotación, industrialización, transporte y comercialización.

No es posible asegurar que los cambios en las leyes y reglamentaciones aplicables a la industria del petróleo y el gas, o las interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y reglamentaciones, no afecten negativamente a las actividades de la Compañía, su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

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. Para mayor información acerca de la carga tributaria, véase “*Capítulo XVI. Información Adicional. Carga tributaria*”.

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 hidrocarburíferos 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 hidrocarburíferos. 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 y en el efectivo cumplimiento de los mismos.

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 así como del efectivo cumplimiento por la contraparte de nuestra compañía a los compromisos asumidos bajo los mismos, incluyendo, entre otros, el compromiso de tomar los volúmenes de gas natural producidos, de pagar de las compensaciones y precios correspondientes por dichos volúmenes y del cumplimiento de las restantes obligaciones y compromisos bajo el mismo.

Asimismo, no podemos asegurar el cumplimiento de pago de los créditos que la Sociedad mantiene con el Estado Nacional ni tampoco los efectos en el resultado de nuestras operaciones en caso de un incumplimiento.

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 2023 y de 2022 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.

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 descritas 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, reestructuración judicial o extrajudicial o procedimiento equivalente, los derechos de los tenedores de las obligaciones negociables tendrán un rango inferior a las preferencias previstas por ley mencionadas anteriormente y, en consecuencia, la capacidad de la Emisora de pagar los montos pendientes respecto de las Obligaciones Negociables podría verse menoscabada.

Las Obligaciones Negociables podrían ser rescatadas en forma total o parcial por la Sociedad.

En caso de que así se especifique en el Suplemento correspondiente a una Clase y/o Serie, las

Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas, en forma total o parcial, a opción de la Sociedad y/o de los tenedores con anterioridad al vencimiento de las mismas (para mayor detalle véase “Capítulo XIV. Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Rescate a Opción de la Sociedad y/o de los Tenedores”) de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en cada Suplemento. En consecuencia, un inversor podría no estar en posición de reinvertir los fondos provenientes del rescate en un título similar a una tasa de interés similar a la de las Obligaciones Negociables.

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

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

VII. POLÍTICAS DE LA EMISORA

Políticas de Inversiones y de Financiamiento

La estrategia financiera de la Emisora busca mantener recursos financieros adecuados y acceso a facilidades de crédito para financiar sus operaciones. La Emisora cuenta con flujos de fondos derivados de sus operaciones así como también financiamiento de diversas fuentes, entre ellas bancos comerciales nacionales e internacionales, acceso a mercados de capitales locales e internacionales, entre otros, y préstamos otorgados por sociedades relacionadas.

La Emisora tiene una estrategia conservadora en el manejo de su liquidez, que consiste en mantener una parte sustancial de sus fondos en efectivo, fondos líquidos e inversiones de corto plazo.

La Emisora busca mantener un adecuado nivel de endeudamiento sobre el total del patrimonio neto considerando la industria y los mercados en los que opera. La Emisora no tiene que cumplir con requerimientos externos de mantenimiento de capital.

Para mayor información sobre las principales inversiones de capital en los últimos tres años, véase “Capítulo V. Información Sobre La Emisora - c) Descripción de las actividades y negocios” del presente Prospecto.

Para mayor información sobre los principales financiamientos obtenidos por la Sociedad en los últimos tres años, véase “Capítulo XI. Antecedentes Financieros - f) Reseña y perspectiva operativa y financiera – Niveles de Producción y Precios Promedio de Venta de Gas y Petróleo – Descripción de la Deuda Bancaria y Financiera de la Emisora” del presente Prospecto.

Política de Abastecimientos

La Dirección de Supply Chain tiene a su cargo la gestión de compra de materiales y equipos, la contratación de obras y servicios, la operación de los almacenes de materiales y la logística de abastecimiento, para ofrecer a las operaciones soluciones de alto valor agregado, combinando mejores prácticas operativas, uso de nuevas tecnologías para la mejora continua de los procesos y compromiso con la transparencia en la gestión de la cadena de suministro

Es política de la Dirección optimizar la relación costo/calidad en las compras y contrataciones, establecer relaciones a largo plazo con proveedores estratégicos y procurar el desarrollo de proveedores locales de las áreas en las que opera. Para ello cuenta con un área específica de Gestión de Proveedores cuyo objetivo es proporcionar un enfoque sistemático y proactivo para calificar, evaluar y desarrollar proveedores con el fin de mejorar continuamente nuestra lista de proveedores poniendo especial foco en seguridad y calidad.

La Dirección tiene sede en Buenos Aires y oficinas regionales en Neuquén, Chubut y Salta. La gestión de Abastecimientos se lleva a cabo en todas sus oficinas siguiendo procedimientos estipulados por la dirección de la Emisora y es auditada periódicamente por auditores internos de la Organización Techint y por auditores externos.

Entre los principales proveedores de la Emisora se encuentran empresas locales e internacionales tales como: Tenaris, Schlumberger, H&P, Halliburton, Weatherford, San Antonio, (Techint construcción) 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. Frente a este desafío, nos apalancamos en novedosos procesos y tecnología disponible en gestión de capital humano, y en los más eficaces medios de búsqueda, para formar equipos colaborativos dinámicos que buscan la excelencia y la mejora continua. La fuerte inversión en capacitación que distingue a la empresa y el abanico de acciones de desarrollo con el que disponemos son una clara muestra de nuestro compromiso en este sentido.

La Emisora enfoca su estrategia de crecimiento y proyección buscando la incorporación de nuevas reservas. En exploración y reservorios, cuenta con un grupo de profesionales altamente calificado en geociencias, y orientado a evaluaciones de proyectos, estrategias de exploración, selección de locaciones, propuestas de pozos para perforación y workovers, que le permiten tomar decisiones de riesgo.

El equipo de profesionales cuenta con una amplia experiencia en las cuencas petrolíferas de Latinoamérica y una metodología de trabajo que le permite trabajar en cualquier ámbito.

Las actividades se desarrollan bajo los siguientes principios:

- Responsabilidad en la operación
- Nivel profesional del personal
- Operación confiable y segura, cumpliendo estándares internacionales
- Utilización eficiente de los recursos
- Cumplimiento de las obligaciones contractuales
- Compromiso permanente con la seguridad del personal, con el medio ambiente y con la comunidad en general

Tecpetrol apoya los diez principios del Pacto Global de Naciones Unidas en materia de derechos humanos, derechos laborales, medio ambiente y lucha contra la corrupción.

Para mayor información sobre los empleados de la Emisora, véase “Capítulo VIII - Datos Sobre Directores, Gerentes, Asesores Y Miembros Del Órgano De Fiscalización – f) Empleados” del presente Prospecto.

Política en materia de cuestiones ambientales, sanitarias y de seguridad

Dentro de su área de influencia, Tecpetrol tiene como objetivo prioritario conducir sus operaciones protegiendo la integridad física de su personal y la de terceros, logrando al mismo tiempo una adecuada conservación del ambiente, en conformidad con la legislación aplicable e implementando

las mejores prácticas para beneficio de las comunidades, empleados y la empresa. Operar de una manera segura es la principal prioridad en la gestión y constituye un valor en la organización.

Tecpetrol ha definido su Política de Seguridad, Ambiente y Salud (“SAS”), la cual se encuentra firmada por la máxima autoridad de la compañía.

Los principios fundamentales incluidos en dicha Política son:

- Todas las lesiones y enfermedades ocupacionales pueden prevenirse, como así también los incidentes que impacten sobre el ambiente.
- Las prácticas seguras son responsabilidad de todos y cada uno de los integrantes del personal de la empresa y resultan una condición de empleo y contratación.
- El entrenamiento y la capacitación son la base para mejorar en forma continua los aspectos de Seguridad, Ambiente y Salud en las operaciones, involucrando a todas las partes interesadas.
- Las operaciones de la empresa deben estar en conformidad con la legislación vigente en Seguridad, Ambiente y Salud, y con aquellos compromisos voluntariamente asumidos, relacionados a estos aspectos.

La Emisora considera que esta política es parte integral de sus actividades y, por lo tanto, se esmera y ocupa por exigir su cumplimiento en todos los niveles de la organización.

Para la realización de sus operaciones, Tecpetrol contrata empresas de las cuales espera y exige los más altos estándares y procedimientos en materia de Seguridad, Ambiente y Salud, alineados en su totalidad con la política y principios de Tecpetrol.

Tecpetrol dirige sus operaciones aplicando una mejora progresiva en Seguridad, Ambiente y Salud, proveyendo los recursos necesarios para ello y con la visión de lograr los más altos niveles operativos de la industria. Partiendo de estos compromisos, se utiliza un Sistema de Gestión de Seguridad, Ambiente y Salud (“Sistema de Gestión SAS”) cuyo objetivo es proveer un marco adecuado de actuación para la gestión SAS de todas las áreas operativas de Tecpetrol, desde la etapa de exploración hasta el cierre y desmantelamiento de los activos en toda la cadena de valor y el ciclo de vida de los negocios. Las evidencias de su cumplimiento han sido auditadas por un ente externo donde se concluyó además su alineación con las normas internacionales de referencia en la materia.

La parte superior de la jerarquía del Sistema de gestión SAS está conformada por la Visión, la Política SAS y los “principios SAS” (compromiso y liderazgo, gestión del riesgo y mejora continua). La parte inferior de la jerarquía la conforman los estándares, procedimientos y prácticas operativas, que aseguran la implementación de los controles. Los componentes comunes a todo el sistema (documentación, capacitación y entrenamiento, comunicación, auditorías, entre otros) se describen como herramientas transversales del Sistema de Gestión SAS.

El compromiso y convencimiento de la Dirección para liderar el proceso y de cada uno de los colaboradores de la empresa es uno de los principios SAS fundamentales. El principio SAS de

mejora continua implica tanto la implantación del sistema como el aprendizaje continuo de la organización, el seguimiento del desempeño, y la participación activa de todas las personas.

El principio SAS de gestión de los riesgos permite un enfoque sistemático y coherente a la evaluación, mitigación y control de los mismos, reduciendo la probabilidad de consecuencias adversas (lesiones, impactos ambientales, daño a los activos, ente otros) mientras provee oportunidades de mejorar la confiabilidad, los beneficios y la eficiencia de las operaciones. Dentro del sistema, la gestión de los riesgos es una parte integral de prácticamente todos los procesos y al mismo tiempo es central para la toma de decisiones.

La implementación del Sistema de Gestión SAS mencionado ha permitido alcanzar a Tecpetrol índices de seguridad comparables con los más altos parámetros internacionales.

En forma previa a todo nuevo proyecto, se realizan los Estudios de Impacto Ambiental correspondientes, en cumplimiento de la legislación vigente y se realiza un estricto seguimiento del cumplimiento en campo de las medidas de manejo ambiental establecidas en los mismos.

En los diseños de instalaciones, se aplican buenas prácticas de la industria y se incorporan las mejoras identificadas en las Evaluaciones de Riesgo Ocupacional y de Procesos.

En materia de Seguridad, se continuó con el programa de refuerzo de la cultura de seguridad integrada, iniciado en el año 2020, a cargo de una consultora internacional. En el ejercicio tuvo lugar la Fase 3 con nuestros contratistas en todas las áreas operativas de Tecpetrol, donde se realizaron 34 talleres con la participación de más de 885 trabajadores, con resultados alentadores en cuanto al nivel de participación y al grado de satisfacción del mismo.

Durante el ejercicio 2023 nuevamente se obtuvo el valor histórico acumulado anual más bajo del Índice de Frecuencia de accidentes con días perdidos (LTI), lo que refleja la consolidación de las mejoras en la gestión de la seguridad y en la reducción de la accidentabilidad.

En línea con lo mencionado, en diciembre del 2023 Tecpetrol recibió el “Premio a la Gestión Integrada de Seguridad y Ambiente 2023” por parte del IAPG (Instituto Argentino de Petróleo y Gas), en la categoría productoras de Argentina. Este premio se otorga luego de un detallado análisis de las estadísticas de seguridad y gestión ambiental de las empresas operadoras de Argentina, por parte de una comisión específica de dicho organismo. Es la primera vez que Tecpetrol recibe este premio.

Durante el año 2023, la OMS determinó que la pandemia de COVID-19 no constituye más una emergencia de salud pública de importancia internacional, y en donde se destaca la tendencia decreciente de contagios, hospitalizaciones y muertes, principalmente debido a los altos niveles de inmunidad. Sin embargo, el accionar de Tecpetrol durante los años pasados se refleja a día de hoy en 15 prácticas operativas de prevención así como también planes de respuesta a emergencias, de aplicación inmediata frente a escenarios de rebrote.

Por otro lado, se mantuvo la revisión y actualización de las normas y procedimientos que integran el Sistema de Gestión SAS y se continuó con la ampliación y mejora de la nueva plataforma informática de gestión de los principales aspectos de SAS.

Se continuó con los avances en la mejora de la Gestión de Seguridad de Procesos, con acciones como por ejemplo, la publicación y divulgación del documento marco denominado “Seguridad de Procesos”, el lanzamiento del proceso de Gestión de Riesgos y Barreras por Escenarios de Eventos Mayores, para los nuevos proyectos y para los procesos en operación en forma gradual. Además, se continúa con estudios de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos para los nuevos proyectos y con seguimientos de la gestión de Acciones como parte de los Comités SAS locales y Corporativo.

En materia Ambiental, se continuaron con los monitoreos de los indicadores en todas las operaciones, como así también se confeccionaron instrumentos de gestión ambiental para nuevos proyectos y actividades, tanto para la obtención de permisos, como para delinear acciones específicas de prevención, mitigación, y/o corrección de impactos ambientales. Adicionalmente, se definieron objetivos ambientales generales y específicos para cada operación.

En el ejercicio se destacan los avances realizados en la gestión de los gases de efecto invernadero (“GEI”). Se realizó el inventario de emisiones del 2023, alineado con las metodologías internacionalmente más aceptadas (GHG Protocol y Compendio API). Adicionalmente, se realizaron talleres de capacitación a referentes locales operativos con el objetivo de ampliar el proceso de identificación de nuevas oportunidades de reducción de emisiones y se conformó un grupo de “governance” interno. Por último, se continuó con el análisis e implementación de iniciativas de mejora en las operaciones para reducir nuestras emisiones.

En Argentina, en las áreas de la Cuenca Neuquina, continuaron los esfuerzos por generar integración con los contratistas y fortalecer nuestros programas de capacitación y concientización. Adicional al programa corporativo de cultura de seguridad, se realizó la campaña “Reglas de Oro”, la cual contó con una participación de 1285 colaboradores de 75 empresas contratistas, focalizada en mantener alerta a todos los empleados y contratistas en los requisitos de seguridad en las actividades más críticas. También se consolidó el Plan de Respuesta a Emergencias de la cuenca con varios hitos; se realizó un ejercicio de simulacro mayor de descontrol de pozo que permitió repasar la respuesta y organización según el SCI (Sistema de Comando de Incidentes), a través de una campaña de promoción abierta se logró aumentar la dotación de brigadistas voluntarios en los yacimientos convencionales y no convencionales, se formalizó un nuevo plan de formación de la brigada y junto con varias operadoras de la cuenca, se cerró el convenio interempresarial para contar el servicio de transporte aéreo sanitario, en el que Tecpetrol organizó el primer simulacro de evacuación en helicóptero.

También en la Cuenca Neuquina, en materia de ambiente, cabe resaltar el trabajo enfocado en reducir el impacto y ser una operación más eficiente. Se destacan tanto el proyecto de optimización de agua de terminación, que consistió en el reuso del volumen de agua en tareas de lavado de las

líneas durante la etapa de fractura de pozos, como los avances de la campaña de reducción de emisiones de gases efecto invernadero, con 14 iniciativas en desarrollo y 4 proyectos implementados.

En el área El Tordillo (Cuenca Golfo San Jorge), se resaltan las actividades de refuerzo realizadas en materia de gestión vehicular, con la renovación de la totalidad del parque automotor y con las campañas de refuerzo de manejo defensivo. Adicionalmente, se renovaron los detectores personales de detección de H2S, y se instaló un nuevo sistema de detección contra incendio y extinción en las oficinas. En materia ambiental, se alcanzó el hito de una reducción del 21% de las emisiones de gases de efecto invernadero por mejoras en la eficiencia de la generación eléctrica de la operación y reducción de los venteos.

Política en materia de Relaciones con la Comunidad

La Emisora colabora activamente con las comunidades cercanas a sus operaciones, contribuyendo con el desarrollo sostenible de la población y sus instituciones en las áreas de educación, salud, deporte, cultura y promoción social. Realiza y apoya programas de relacionamiento en comunidades y escuelas vecinas a sus yacimientos, comprometiendo tanto a su personal como a la población de la zona en el desarrollo de los mismos, buscando facilitar la autonomía y la toma de decisiones, creando redes con organizaciones gubernamentales, no gubernamentales y otras instituciones.

El plan de gestión social incluye principalmente diversos programas de educación, desarrollo sustentable, fortalecimiento y revalorización cultural, capacitación laboral y salud. Todos estos programas se planifican a partir de un diagnóstico preciso de la situación que se desea mejorar con un desarrollo técnico claro y eficiente. Desde el inicio de toda vinculación comunitaria se ofrece un espacio de diálogo, de escucha y de consulta consensuando el saber colectivamente. Asimismo, esa metodología también contribuye al fortalecimiento de la capacidad organizativa, empodera los roles de liderazgo tradicionales y fomenta acciones donde se prioriza el interés colectivo por sobre el beneficio particular.

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 2023, 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	277.791
Educación	Educación Secundaria y Formación Laboral	Gen Técnico, Proyectos Educativos Secundaria, Formación Laboral y Programas de Becas	2.768,199
Cultura	Programas Culturales	Fototeca y Cine	366.416

Inclusión Social y Sostenibilidad	Proyectos Comunitarios	Proyectos y Capacitación Comunitaria	373.336
Gestión Social del Negocio	Integración Comunitaria	Becas, Infraestructura Social, Obras de Agua, etc.	2.054.976
Salud	Programas de Salud	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 Conflicto de Intereses y No Concurrencia", 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 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.

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 designados mediante Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de accionistas celebrada el 08 de marzo de 2024, la cual se encuentra en proceso de inscripción en IGJ, 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	08/03/2024	31/12/2024
Ferreiro	Ricardo Raúl	17.441.718	20174417181	Vicepresidente	08/03/2024	31/12/2024
Mata	Juan José	16.090.419	20160904195	Director Titular	08/03/2024	31/12/2024
Lapalma	Mario Cesar	14942659	20149426591	Director Titular	08/03/2024	31/12/2024
Gugliuzza	Claudio Gabriel	18.140.856	20181408562	Director Titular	08/03/2024	31/12/2024
Soler	Ricardo Juan Pedro	8.482.546	20084825469	Consejero de Vigilancia	08/03/2024	31/12/2024
Barbagelata	Andrea Susana	18.401.843	27184018433	Consejera de Vigilancia	08/03/2024	31/12/2024
Stampalia	Pablo Rodolfo	14.010.943	20140109437	Consejero de Vigilancia	08/03/2024	31/12/2024

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 quincuagésimo quinto ejercicio a finalizar el 31 de diciembre de 2024 (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), con domicilio constituido en Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, piso 16°, CABA. 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. y de Tecpower S.A., Vicepresidente de Tecpetrol Investments S.L.U., y es Director Titular de Techenergy VenturesS.A.	14/08/1956
Vicepresidente:		
Ricardo Raul Ferreiro	Nacido el 17 de enero de 1965, el Sr. Ferreiro es ingeniero mecánico graduado en la Universidad Nacional de la Plata, su domicilio constituido es Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, piso 16°, CABA. 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 E&P. En la actualidad se desempeña como Presidente de Techegn S.A. de C.V. y de Gasinvest S.A., Vicepresidente de Tecpetrol de Bolivia S.A., y Director Titular de Transportadora de Gas del Norte S.A., Transportadora de gas del Mercosur S.A., Pardaliservices S.A., Consorcio Shushufindi S.A., y de Gas Administration Services Latin America S.A. de C.V.	17/01/1965
Directores Titulares:		

<p>Mario Cesar Lapalma</p>	<p>Se graduó de Contador Público de la Universidad Nacional de La Plata (mayo 1986), su domicilio constituido es en Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, piso 16°, CABA. Comenzó en Auditoria Central de la Organización Techint (octubre 1985), siendo luego Jefe Contabilidad en Aceros Revestidos SA, Jefe de Planeamiento y Control de Gestión en Techint International Const. Corp (Tenco), Jefe de Nómina, Gerente de Administración de Personal y Gerente de Desarrollo, Reclutamiento, Capacitación y Relaciones con la Comunidad en Siderar SAIC (hoy Ternium Argentina SA). En 2001 fue designado Gerente de Gestión de la Información de Recursos Humanos en Tenaris, liderando los proyectos de sistemas de gestión (México, Brasil, Argentina, Italia), y participó del proceso de reingeniería global del área. En 2003 asumió la Gerencia de Gestión Administrativa y desde 2019 gestiona la Dirección de Coordinación Administrativa y Corporativa de la Organización Techint, teniendo a cargo temas contables, societarios, compliance y tax planning. Asimismo, en 2020 sumó a sus funciones la de Business Conduct Compliance Officer (BCCO) de Techint Investments Internacional SLU y sus subsidiarias. Desde 2021, ocupa la posición Director Senior de Administración y Contabilidad, con funciones contables, societarios, compliance y tax planning y la administración de Sociedad Anónima de Mandatos y Administración SA. Desarrolló actividad docente en la Facultad de Ciencias Económicas de la UNLP en la cátedra de Auditoria y Control Interno (1986-92). Es miembro del Consejo de Contabilidad y Auditoría de la Cámara de Sociedades y de la Comisión de Reporte Integrado de la Universidad de San Andrés. Actualmente es Director Titular de Tecpetrol S.A., Ternium Argentina S.A., Santa María S.A.I.F., Santa María Investments Holdings S.A., Techint Compañía Técnica Internacional S.A.C.I. y de Sociedad Anónima de Mandatos y Administración S.A. y Director Suplente de Compañía Inversora Ferroviaria S.A.I.F.</p>	<p>27/01/1963</p>
----------------------------	---	-------------------

Juan José Mata	<p>Contador público, graduado en la Universidad Católica Argentina y tiene un Posgrado en Finanzas en la Universidad Torcuato Di Tella. Su domicilio constituido es Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, piso 16°, CABA. 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 Vicepresidente de Alpha Lithium Argentina S.A. y de Alpha Minerals S.A., de Director Titular en Transportador de Gas del Norte S.A., Consorcio Shushufindi, Tecpetrol Internacional S.L., Pardaliservices S.A., Suizum – Servicios de Consultoría S.L. (Unipersonal), Techenergy Lithium Canada Inc.; y es Director Suplente en Gasinvest S.A., Techenergy Lithium S.A., y en Alpha Puna.</p>	03/04/1963
Claudio Gabriel Gugliuzza	<p>Contador Público de la Universidad de Bs As (Julio 1988) con domicilio constituido en Pasaje Carlos M. Della Paolera 297/299, piso 16°, CABA. Tuvo diversos cargos en la Organización Techint iniciando en auditoría operativa en julio 1988, en Tubos de Acero de México (desde planeamiento económico hasta Director de Administración y Finanzas). A partir del 2002 y hasta el 2012 trabajó en Tenaris. Fue Director de Administración de la red comercial de Tenaris, Director Cono Sur (Arg, Uy y Brasil), Director de Planeamiento, Director de Tax Planning y Compliance. Desde el 2012 y hasta Julio 2019 trabajó en Ternium, siendo Director de Administración de Siderar y sociedades de Ternium en Uruguay, Director de Tax planning y compliance corporativo. Fue miembro del Comité de auditoría de Usiminas. Además, desde hace muchos años es Director de varias sociedades argentinas y extranjeras de la Organización Techint. Desde agosto del 2019 hasta marzo de 2021 fue Director corporativo de administración y Finanzas South América en Santa María y Director corporativo de RRHH en Argentina. Desde el 2014 preside la Obra Social Aceros Paraná y actualmente se desempeña como Director General de Áreas Corporativas de Tecpetrol S.A. Adicionalmente, ocupa los cargos de Presidente de Suizum Servicios de Consultoria S.L. (Unipersonal); de Director Titular en Techenergy Ventures S.A., Techenergy Lithium S.A., Tecpetrol Investments S.L.U., Tecpetrol Internacional S.L.U., y Tecpower S.A., y es Director Suplente de Gasinvest S.A. Pardaliservices S.A., Techgen S.A. de C.V. y Transportadora de Gas del Norte S.A.</p>	25/04/1966

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 Normas 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 2023, la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de accionistas celebrada el 8 de marzo de 2024, aprobó las sumas de aproximadamente \$ 46.525.000 y \$14.000.000 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, el Ing. Ricardo M. Markous percibió una retribución anual por la suma de \$ 20.000.000. El Vicepresidente de la Emisora, Dra. Claudio G. Gugliuzza, percibió una retribución anual por la suma de \$ 6.275.000 (proporcional por el tiempo en que ejerció el cargo). Los Directores Titulares, con excepción del Ing. Jorge Perczyk, percibieron cada uno retribuciones anuales por la suma de \$ 5.800.000, y el Ing. Jorge Perczyk percibió un honorario de \$ 3.050.000. Los Directores Suplentes percibieron cada uno retribuciones anuales por la suma de \$ 2.800.000. Los Consejeros de Vigilancia, Sres. Pablo R. Stamplia y Ricardo J.P. Soler percibieron cada uno retribuciones anuales por la suma de \$ 5.600.000, mientras que la Consejera de Vigilancia Sra. Andrea Susana Barbagelata percibió una retribución anual de \$ 2.800.000.

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 de 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 2023, la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria de accionistas celebrada el 08 de marzo de 2024 había aprobado la suma de \$ 98.308.181 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 \$ 60.491.012 corresponden a los estados financieros anuales y \$ 37.437.169 a las revisiones limitadas de los trimestrales, y la suma de \$ 380.000 a otros servicios.

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

Andrea Susana Barbagelata	Contadora Pública egresada de Facultad de Ciencias Económicas – UBA. Certificación del Programa Director de Empresas Cotizantes (DICA) del Instituto de Gobernanza Empresarial y Pública (IGEP), Certificación en Ética y Compliance – Asociación Argentina de Ética y Compliance (AAEC) y UCEMA y “Formación de Formadores en NIIF” por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE). Síndica e integrante del Consejo de Vigilancia de empresas incluidas en el régimen de oferta pública (Ternium Argentina, TGN y Tecpetrol) y en el ámbito IGJ. Consultora asociada en temas de Sostenibilidad/ESG. Miembro titular del Comité de Auditoría del Consejo Elaborador de Normas de Contabilidad y Auditoría (CENCYA) de la FACPCE y del Grupo Permanente de Sostenibilidad del Grupo Latinoamericano de Emisores de Normas de Información Financiera (GLENIF). Miembro del IADA (Instituto Argentino de Docentes de Auditoría) e integrante de diversas comisiones de estudio del CPCECABA. Consultora y capacitadora en temas de Sustentabilidad, Prevención de LA/FT y Compliance. Docente de posgrado en temas de Prevención de Lavado de Activos. Además, ha escrito en colaboración distintos trabajos técnicos enfocados en el área de sustentabilidad.	31/07/1967
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 Normas 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 quinto ejercicio a finalizar el 31 de diciembre de 2024 (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
Ricardo Raúl Ferreiro	Director General de E&P	20174417181
Claudio Gabriel Gugliuzza	Director General de Áreas Corporativas	20181408562
Jorge Perczyk	Director de Planeamiento y Control de Gestión	20161312003
Andrea Costantino Rocca	Director de Negocios de Transición Energética	23957832199

Daniel Horacio Sauthier	Director Global de Operaciones	20135646041
Daniel Eduardo Valencio	Director de Exploración y Desarrollo	20203841923
Juan José Mata	Director de Administración y Finanzas	20160904195
María Laura Garcia	Directora de Recursos Humanos	27223776383
Guillermo Ernesto Murphy	Director de Supply Chain	20210587900
Ariel Darío Ochoa	Director Perforación y Terminación	20317428848
Vilma Bettini	Directora de Auditoría Interna	23161378984
Marina Callejo	Directora de Cumplimiento de Conducta Empresarial	27272402952
Mariano Picasso	Director de Desarrollo de Negocios	20228788288
Federico Sameghini	Director de Medio Ambiente, Seguridad y Salud	20262815057
Martín Leandro Bengochea	Director de la Región Cuenca Neuquina y Vaca Muerta	20251340294
Horacio Pizarro	Director Áreas Convencionales	20254407268
Leopoldo Macchia	Director de Comercialización de Petróleo y Gas Natural	20251217034
María Silvina Abad	Directora de IT & Sistemas	27165865648

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

Daniel Horacio Sauthier. Nacido el 15 de enero de 1959. Ingeniero Mecánico de la Universidad Nacional de Mar del Plata. Posee un postgrado en Ingeniería en Petróleo Facultad de Ingeniería de la UBA. Actualmente ocupa el cargo de Director Global de Operaciones de Tecpetrol S.A.

Daniel Eduardo Valencio: Nacido el 25 de junio de 1968. Licenciado en Ciencias Geológicas de la Universidad de Buenos Aires. Posee un Postgrado en el Programa de Alta Dirección del IAE. Actualmente se desempeña como Director de Exploración y Desarrollo de Tecpetrol S.A.

María Laura Garcia: Nacida el 7 de diciembre de 1971. Ingeniera Industrial graduada en la Universidad Nacional de Cuyo, Mendoza, Argentina. MBA on International Management graduada en el Stüttgart Institute of Management and Technology, Stüttgart Universität, Alemania. Actualmente ocupa el cargo de Directa de Recursos Humanos en Tecpetrol S. A.

Andrea Costantino Rocca: Nacido el 02 de septiembre de 1983. Doctor en Economía graduado en *Universidad Bocconi* (Milán, Italia) Posee un MBA de *Columbia University*. Actualmente ocupa el cargo de Director de Negocios de Transición Energética de Tecpetrol S.A.

Guillermo Ernesto Murphy: Nacido el 25 de agosto de 1969. Ingeniero Industrial graduado en

Universidad Católica Argentina. Actualmente ocupa el cargo de Director de *Supply Chain* de Tecpetrol S.A.

Ariel Darío Ochoa: Nacido el 31 de Enero de 1977. Ingeniero Mecánico egresado de la Universidad Tecnológica Nacional – F.R. La Plata. Actualmente ocupa el cargo de Director Perforación y Terminación.

Vilma Bettini: Nacida el 13 de junio de 1962. Licenciada en Sistemas, graduada en la Facultad de Ingeniería de la UBA. Actualmente ocupa el cargo de Directora de Auditoría Interna en Tecpetrol S.A.

Marina Callejo: Nacida el 4 de mayo de 1979. Licenciada en Administración de Empresas se graduó en la Universidad Argentina de la Empresa y realizó la Certificación Internacional de Auditoría Interna (CIA). Actualmente ocupa el cargo de Oficial de Cumplimiento de Conducta Empresarial en Tecpetrol S.A.

Mariano Picasso: Nacido el 26 de agosto de 1967. Ingeniero Industrial de la Universidad de Buenos Aires. Posee un Postgrado en Administración de Empresas en el Massachusetts Institute of Technology (USA). Actualmente ocupa el cargo de Director de Desarrollo de Negocios.

Federico Sameghini: Nacido el 28 de marzo de 1978. Ingeniero Ambiental de la Universidad Católica Argentina (UCA). Posee un Postgrado de Economía Ambiental de la UCEMA. Actualmente ocupa el cargo de Director de Medio Ambiente, Seguridad y Salud.

Martín Leandro Bengochea: Nacido el 20 de junio de 1976. Licenciado en Economía de la Universidad Nacional del Sur. Posee un Master en Finanzas en la UCEMA. Actualmente desempeña el cargo de Director de la Región Cuenca Neuquina y Vaca Muerta.

Horacio Pizarro: Nacido el 1ro de agosto de 1976. Ingeniero Industrial de la Universidad Católica Argentina. Posee un Postgrado en Ingeniería de Reservorios y Explotación de Yacimiento de la Universidad de Buenos Aires. Actualmente ocupa el cargo de Director Áreas Convencionales.

Leopoldo Macchia: Nacido el 7 de diciembre de 1975. Ingeniero Industrial del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Posee un Master en Administración de Empresas (MBA) en el INSEAD de Francia y un Postgrado de Especialización en Gas Natural Gas en la Universidad de Buenos Aires (UBA). Actualmente ocupa el cargo de Director de Comercialización de Petróleo y Gas Natural

María Silvina Abad: Nacida el 19 de septiembre de 1963. Licenciada en Sistemas de la Universidad Católica de La Plata. Posee un Postgrado de Desarrollo Directivo del IAE. Actualmente ocupa el cargo de Directora de IT & Sistemas,

Asesores legales y auditores externos

El asesor legal de la Emisora, a la fecha de este Prospecto, es FINMA S.A.I.F., una empresa relacionada a Tecpetrol, con domicilio en Carlos M. Della Paolera 299 – Piso 16°, Ciudad de Buenos Aires, Argentina, en tanto que su auditor externo durante los tres últimos ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 ha sido la firma PRICE WATERHOUSE

& CO. S.R.L., siendo actualmente la auditora titular la Dra. María Carolina García Zuñiga y los auditores suplentes el Dr. Mariano Carlos Tomatis y el Dr. Reinaldo Sergio Cravero, quienes también han sido designados por la Asamblea Ordinaria y Extraordinaria del 8 de marzo de 2024 en iguales términos para el análisis de los estados financieros de 2024, 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. Frente a este desafío, nos apalancamos en novedosos procesos y tecnología disponible en gestión de capital humano, y en los más eficaces medios de búsqueda, para formar equipos colaborativos dinámicos que buscan la excelencia y la mejora continua. La fuerte inversión en capacitación que distingue a la empresa y el abanico de acciones de desarrollo con el que disponemos son una clara muestra de nuestro 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 2023, 2022 y 2021, la Emisora tenía 759, 721 y 634 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. Por ese motivo nuestros principales procesos de gestión (reclutamiento, capacitación, desarrollo, etc) son constantemente adaptados al contexto mundial y a las necesidades del negocio de Tecpetrol y cada una de sus operaciones.

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 2023, 2022 y 2021, la Emisora tenía 759, 721 y 634 empleados, respectivamente.

		2023			2022			2021		
Agrupador	Área Funcional	Dotación	Dotación	%HC	Dotación	Dotación	%HC	Dotación	Dotación	%HC
Dirección/Presidencia	Dirección de Sociedad o Negocios	4	4	0,53%	6	6	0,8%	6	6	0,9%
Área Staff	Supply Chain	51	250	32,94%	52	242	33,6%	47	213	33,6%
	Administración y Finanzas	70			67			62		
	Asistencia	15			13			15		
	Conducta Empresarial	4			3			3		
	Sistemas	64			64			48		
	Auditoria	5			5			5		
	Comunicaciones	5			4			3		
	Recursos Humanos	36			34			30		
Desarrollo Negocio/ comercial/Planeamiento	Business y Planeamiento	31	76	10,01%	28	75	10,4%	28	64	10,1%
	Desarrollo Negocios	23			24			17		
	Comercial	22			23			19		
Área Core del negocio	Exploración y Desarrollo	63	429	56,52%	67	398	55,2%	65	351	54,4%
	Ingeniería y facilities	44			32			40		
	Operaciones	208			186			147		
	Perforación y WO	69			77			64		
	Relaciones Laborales y Security	15			14			14		
	Seguridad y Medioambiente	30			22			21		
Total		759			721			634		

A continuación, se detalla la evolución de la cantidad de personal propio de la Emisora

sindicalizados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

Afiliaciones por Sindicato	2023	2022	2021
Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de la Patagonia	9	6	7
Sindicato del Petróleo y Gas Privado de Chubut	1	1	1
Sindicato del Petróleo y Gas Privado de Cuyo	0	0	0
Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado del Neuquén	33	34	32
Sindicato del Personal Jerárquico y Profesional del Petróleo y Gas Privado de Salta, Jujuy y	0	0	0
Total	43	41	40

La Emisora trabaja en conjunto con las autoridades administrativas de trabajo a nivel nacional y provincial, los Sindicatos y las empresas contratistas en la búsqueda de alternativas que permitan mejorar las condiciones laborales que garanticen el desarrollo y la sustentabilidad de la explotación petrolera a largo plazo. Por otra parte, el diálogo permanente entre la Empresas y los Sindicatos permitió tener un bajo nivel de conflictividad. 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 44,3 % del personal de la compañía en Argentina se encuentra alcanzada por convenios colectivos de trabajo, de los cuales el 12,8% 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 2023, 2022 y 2021 el pasivo reconocido bajo NIIF asciende a \$13.196, \$3.574 y a \$1.643 (en millones 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 \$2.646, \$779 y a \$331 (en millones de pesos) en los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

Programa de retención e incentivo a largo plazo de empleados

Tecpetrol Investments S.L.U. (anteriormente Tecpetrol International S.A., controlante indirecta de la Emisora) tiene vigente un programa de retención e incentivos a largo plazo para ciertos directivos de algunas subsidiarias. Conforme a este programa, los beneficiarios de Tecpetrol recibirán un número de unidades valuadas al valor en libros del Patrimonio Neto Consolidado por acción de Tecpetrol Investments S.L.U. (excluyendo la participación no controlante).

Las unidades son devengadas en un período de cuatro años y Tecpetrol pagará la compensación equivalente a las unidades asignadas luego de transcurrido un período de establecido que, de acuerdo a las condiciones del plan otorgado, contempla dos períodos diferenciados de rescate: i) 10 años a la fecha de recepción, con opción por parte del empleado de solicitarlas a partir del séptimo año, ii) 7 años de la fecha de recepción o bien, en ambos casos, cuando el mismo quede desvinculado de Tecpetrol. El pago se realizará al valor de libros del último Patrimonio Neto Consolidado publicado por acción atribuible a los accionistas de Tecpetrol Investments S.L.U. al momento del pago. Los beneficiarios recibirán también importes en efectivo equivalentes al dividendo pagado por acción, cada vez que Tecpetrol Investments pague un dividendo en efectivo a sus accionistas.

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 el pasivo reconocido bajo NIIF asciende a \$13.807, \$3.473 y a \$1.475 (en millones 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 \$1.509, \$860 y a \$616 (en millones de pesos) en los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

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 2022, conforme la última información disponible, contaban con aproximadamente 60.000 empleados y durante el año concluido a dicha fecha tuvieron ingresos totales de aproximadamente US\$ 33.600 millones.

Durante más de 70 años de actividad, las compañías de la Organización Techint han evolucionado, aprovechando la vasta experiencia adquirida en áreas como la siderúrgica, construcción de infraestructuras complejas, diseño y construcción de plantas y maquinaria industriales, tecnologías para las industrias de metales y minería, la exploración y producción de petróleo y gas y las instalaciones de salud orientadas a la investigación.

En todo momento, las empresas han mantenido un profundo compromiso con la eficiencia, calidad, integridad y respeto por el valor de las personas, promoviendo la salud y la seguridad entre los empleados, cuidando la huella de las operaciones en el medio ambiente, estableciendo relaciones transparentes y constructivas con las comunidades locales y estableciendo relaciones a largo plazo con clientes y proveedores. Hoy en día, las empresas de la Organización Techint están activas en un pequeño número de industrias claramente circunscritas, donde tienen una importancia global o regional:

- **Tenaris** es un proveedor líder de tubos de acero y servicios relacionados, principalmente para el sector energético como así también para algunas otras aplicaciones industriales;
- **Ternium** es un proveedor líder de productos aceros planos en América Latina, con instalaciones de fabricación y procesamiento de acero, y con centros de servicio y distribución a lo largo de América;
- **Techint Ingeniería y Construcción** lleva a cabo, desde el diseño hasta la ejecución, proyectos de alta complejidad en los sectores de Petróleo y Gas,

Energía, Plantas Industriales, Refinerías, Plantas Petroquímicas, Minería e Infraestructura y Construcción.

- **Tenova** es un socio mundial para soluciones innovadoras, fiables y sostenibles en metales y minería, que diseña tecnologías y desarrolla servicios que ayudan a reducir los costes, ahorrar energía, limitar el impacto medioambiental y mejorar las condiciones de trabajo;
- **Tecpetrol** se dedica a la exploración, producción, transporte y distribución de hidrocarburos, así como la generación de energía en varios países de América;
- **Humanitas** promueve, implementa y administra iniciativas de atención de la salud, investigación y la enseñanza.

Adicionalmente, Exiros es una empresa de la Organización Techint que ofrece una amplia gama de servicios de abastecimiento a muchas de las empresas mencionadas.

Salvo que así se lo indique en el respectivo Suplemento de Precios, ninguna sociedad parte de la Organización Techint garantiza de modo alguna las obligaciones del Emisor respecto a los títulos que pudiera emitir bajo el presente Programa.

Listado de sociedades Controladas, Vinculadas y Otras Participaciones de Tecpetrol

La Emisora es controlada por Tecpetrol Internacional S.L., domiciliada en el Reino de España, quien posee subsidiarias que desarrollan, invierten y operan negocios en la producción, transporte y distribución de petróleo y gas en Argentina, Bolivia, Ecuador, México, Perú y Colombia.

A continuación, se detalla la sociedad controlante y las participaciones en sociedades de Tecpetrol a la fecha de emisión del presente Prospecto:

Sociedad Controlante	Actividad principal	País	%
Tecpetrol Internacional S.L.	Inversiones y participación en sociedades.	España	95,98
Control Conjunto	Actividad principal	País	%
Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A.	Construcción y explotación de un oleoducto en Argentina	Argentina	15

Otras participaciones	Actividad principal	País	%
Oleoducto del Valle S.A.	Concesión de transporte de oleoductos a Allen y del oleoducto Allen - Puerto Rosales	Argentina	2,10
Terminales Marítimas Patagónicas S.A.	Almacenaje y embarque de hidrocarburos.	Argentina	4,20
Tecpetrol del Perú S.A.C.	Exploración, explotación y venta de hidrocarburos.	Perú	2,00
Tecpetrol Bloque 56 S.A.C.	Exploración, explotación y venta de hidrocarburos.	Perú	2,00
Tecpetrol Operaciones S.A. de C.V. ²	Prestación de servicios en el área de hidrocarburos	México	0,9482

² Anteriormente denominada Burgos Oil Services S.A. de C.V.

Norpower S.A. de C.V.	Prestación de servicios en el área de hidrocarburos.	México	0,60
Tecpetrol Colombia S.A.S.	Exploración, explotación y venta de hidrocarburos.	Colombia	0,1491
Tecpeservices S.A.	Prestación de servicios de diseño, ingeniería y construcción de obras en campos o cualquier otra infraestructura petrolera.	Ecuador	0,0063
Tecpecuador S.A.	Prestación de servicios en el área de hidrocarburos.	Ecuador	0,00007

b) Accionistas Principales

A la fecha de este Prospecto, el capital social de la Emisora es de \$4.436.448.068 dividido en la siguiente forma: 3.106.342.422 (tres mil ciento seis millones trescientos cuarenta y dos mil cuatrocientas veintidós) acciones ordinarias escriturales “A”, y 1.330.105.646 (mil trescientos treinta millones ciento cinco mil seiscientos cuarenta y seis) acciones ordinarias escriturales “B”.

Todas las acciones en circulación se encuentran totalmente integradas. A continuación, se detalla la composición accionaria actual:

Accionista	Clase	Cantidad de Acciones	Porcentaje de Capital
Tecpetrol Internacional S.L., con domicilio en Calle Recoletos 23, piso 3° 28001, Madrid, España.	AB	2.928.275.448 1.330.105.646	66,0050% 29,9813%
Tecpetrol Investments S.L.U., con domicilio en Calle Recoletos 23, 3er piso, Madrid 28001, España ³	A	178.066.962	4,0137%
Andrea S. Barbagelata, argentina, DNI 18.401.843, con domicilio en Cramer 3980 Dto. “B” 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., con fecha 19 de agosto de 2005 bajo el N° 643, del Libro 57, Tomo B de Estatutos Extranjeros.

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.

Beneficiario Final:

Tecpetrol Internacional S.L. se encuentra controlada al 100% por Tecpetrol Investments S.L.U., sociedad legalmente constituida en España, cuyo presidente es Carlos Arturo Ormachea. Por su parte, Tecpetrol Investments S.L.U. se encuentra indirectamente controlada por San Faustin S.A. (en adelante “San Faustin”), una *Société Anonyme* radicada en Luxemburgo. San Faustin es la sociedad holding controlante de la denominada Organización Techint (respecto de la composición de la denominada “Organización Techint”, remitirse a lo expuesto sobre la misma en el último punto del Capítulo IX “Estructura de la Emisora, Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas”).)

Rocca & Partners Stichting Administratiekantoor Aandelen San Faustin, una fundación privada holandesa (en adelante “R&P STAK”) mantiene acciones con voto de San Faustin en número suficiente para controlarla.

No existen personas o grupo de personas controlantes de R&P STAK.

Salvo que así se lo indique en el respectivo Suplemento de Precio, ninguna sociedad parte de la Organización Techint garantiza de modo alguna las obligaciones del Emisor respecto a los títulos que pudiera emitir bajo el presente Programa.

c) Transacciones con partes relacionadas

Durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 se habían perfeccionado las siguientes transacciones con sociedades relacionadas (valores expresados en millones de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Ingresos por ventas			
Otras sociedades relacionadas	30.077	8.236	4.762
Compras de productos y servicios			
Otras sociedades relacionadas	(87.718)	(33.229)	(11.365)
Oleoducto Loma Campana - Lago Pellegrini S.A.	(485)	(187)	(98)
	<u>(88.203)</u>	<u>(33.416)</u>	<u>(11.463)</u>
Reembolsos de gastos			
Otras sociedades relacionadas	1.394	495	77
Intereses ganados			
Otras sociedades relacionadas	112	224	67
Intereses perdidos			
Tecpetrol Internacional S.L.U.	-	(110)	(1.411)
Tecpetrol Internacional S.L.U. Sucursal Uruguay	(11)	-	(17)
Otras sociedades relacionadas	(430)	(63)	(43)
	<u>(441)</u>	<u>(173)</u>	<u>(1.471)</u>
Otros ingresos			
Otras sociedades relacionadas	447	235	-

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 2023, 2022 y 2021, y los datos seleccionados del Estado de Resultados para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 han sido extraídos de los Estados Financieros Anuales Auditados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, los cuales fueron confeccionados de acuerdo con las Normas de Contabilidad NIIF (Normas Internacionales de Información Financiera, en adelante “NIIF”). Los Estados Financieros Auditados de la Emisora han sido auditados por PwC, conforme se detalla en otra sección de este Prospecto.

Presentación de información financiera en economías de hiperinflación

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

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

Dado que la moneda funcional adoptada no es la moneda correspondiente a una economía hiperinflacionaria, no se aplica la Norma Internacional de Contabilidad 29 Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias. En consecuencia, las cifras correspondientes a los ejercicios 2023, 2022 y 2021 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 millones de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Operaciones continuas			
Ingresos por ventas	382.666	172.198	117.130
Costos operativos	(304.264)	(113.028)	(60.880)
Margen bruto	78.402	59.170	56.250
Gastos de comercialización	(23.041)	(8.653)	(1.364)
Gastos de administración	(32.273)	(11.853)	(6.148)

Costos de exploración y evaluación	(872)	(2.493)	(1.176)
Otros ingresos operativos	1.460	1.070	311
Otros egresos operativos	(482)	(13)	(267)
Resultado operativo	23.194	37.228	47.606
Ingresos financieros	12.173	4.900	3.827
Costos financieros	(86.869)	(11.245)	(6.229)
Otros resultados financieros netos	67.881	(13.640)	(6.467)
Resultado antes de resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional y del impuesto a las ganancias	16.379	17.243	38.737
Resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional	745	151	2
Resultado antes del impuesto a las ganancias	17.124	17.394	38.739
Impuesto a las ganancias	(50.055)	6.488	5.428
Resultado del ejercicio	(32.931)	23.882	44.167
Resultado atribuible a:			
Accionistas de la Sociedad	(32.931)	23.882	44.167

2) Estado de Resultados Integrales (expresado en millones de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Resultado del ejercicio	(32.931)	23.882	44.167
Otros resultados integrales:			
<i>Items que pueden ser reclasificados posteriormente en resultados:</i>			
Efecto de conversión monetaria de inversiones en sociedades a valor patrimonial proporcional	3.483	218	40
<i>Items que no pueden ser reclasificados posteriormente en resultados:</i>			
Efecto de conversión monetaria - Tecpetrol S.A.	701.354	80.891	12.459
Variación en el valor razonable de inversiones en instrumentos de patrimonio	(662)	(236)	179
Resultados actuariales netos generados por programas de beneficios al personal	(678)	(341)	(380)
Impuesto a las ganancias relativo a componentes de otros resultados integrales	452	195	(89)
Total de otros resultados integrales del ejercicio	703.949	80.727	12.209
Total de resultados integrales del ejercicio	671.018	104.609	56.376
Resultados integrales atribuibles a:			
Accionistas de la Sociedad	671.018	104.609	56.376

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

	Al 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
ACTIVO			
Activo no corriente			
Propiedades, planta y equipos - Activos de exploración, evaluación y desarrollo	1.239.016	264.405	128.946
Activos por derecho de uso	34.539	5.266	3.115
Inversiones en sociedades a valor patrimonial proporcional	4.827	599	230
Inversiones en instrumentos de patrimonio a valor razonable	14.217	3.507	2.086
Activo por impuesto diferido	-	10.450	101
Otros créditos y anticipos	22.459	2.616	861
Crédito por impuesto a las ganancias	71	4.256	47

Total del Activo no corriente	1.315.129	291.099	135.386
Activo corriente			
Inventarios	31.675	6.368	3.427
Otros créditos y anticipos	40.782	17.002	11.524
Crédito por impuesto a las ganancias	1.118	1.401	1.742
Créditos por ventas	95.935	26.124	13.165
Instrumentos financieros derivados	-	-	1
Otras inversiones	64.038	39.968	34.382
Efectivo y equivalentes de efectivo	3.932	371	18.689
Total del Activo corriente	237.480	91.234	82.930
Activos clasificados como mantenidos para la venta	-	-	209
Total del Activo	1.552.609	382.333	218.525
PATRIMONIO NETO Y PASIVO			
Patrimonio Neto			
Capital social	4.436	4.436	4.436
Contribuciones de capital	898	898	898
Reserva legal	34.638	5.905	1.093
Otras reservas	366.925	76.744	42.440
Reserva para futuros dividendos	476.228	72.333	10.048
Resultados no asignados	(18.080)	33.711	43.079
Total del Patrimonio Neto	865.045	194.027	101.994
Pasivo no corriente			
Deudas bancarias y financieras	132.145	57.251	20.209
Pasivo por impuesto diferido	29.148	-	-
Pasivos por derecho de uso	11.957	1.760	1.627
Programas de beneficio al personal	21.519	5.794	2.720
Previsiones	65.588	9.616	4.406
Total del Pasivo no corriente	260.357	74.421	28.962
Pasivo corriente			
Deudas bancarias y financieras	237.895	71.003	71.392
Pasivos por derecho de uso	10.587	2.128	1.224
Programas de beneficio al personal	5.484	1.253	398
Previsiones	2.552	637	511
Instrumentos financieros derivados	-	-	166
Deudas comerciales y otras deudas	170.689	38.864	13.878
Total del Pasivo corriente	427.207	113.885	87.569
Total del Pasivo	687.564	188.306	116.531
Total del Patrimonio Neto y del Pasivo	1.552.609	382.333	218.525

4) Estado de Evolución del Patrimonio Neto (expresado en millones de pesos)

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

	Total atribuible a los accionistas de la Sociedad
Saldos al 31 de diciembre de 2020	45.618
Resultado del ejercicio	44.167
Otros resultados integrales del ejercicio	12.209
Saldos al 31 de diciembre de 2021	101.994
Resultado del ejercicio	23.882
Otros resultados integrales del ejercicio	80.727
Dividendos pagados	(12.576)
Saldos al 31 de diciembre de 2022	194.027
Resultado del ejercicio	(32.931)
Otros resultados integrales del ejercicio	703.949
Saldos al 31 de diciembre de 2023	865.045

5) Estado de Flujo de Efectivo (expresado en millones de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
ACTIVIDADES OPERATIVAS			
Resultado del ejercicio	(32.931)	23.882	44.167
Ajustes al resultado del ejercicio para arribar al flujo operativo de fondos	278.556	57.378	32.091
Variación en el capital de trabajo	(27.701)	(5.499)	5.364
Otros, incluyendo el efecto de conversión monetaria	(47.702)	19.874	8.718
Pagos de planes de beneficio al personal	(4.533)	(216)	(861)
Pagos de impuesto a las ganancias	(1.011)	(5.595)	(1.677)
Efectivo generado por actividades operativas	164.678	89.824	87.802
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
Inversiones en propiedades, planta y equipos	(189.813)	(89.980)	(33.520)
Cobro por ventas de propiedades, planta y equipos	335	192	56
Disminución / (aumento) de otras inversiones	28.662	6.516	(22.449)
Dividendos cobrados	730	466	201
Pago por activos clasificados como mantenidos para la venta	(50)	(135)	(67)
Cobro por venta de activos clasificados como mantenidos para la venta	-	444	-
Efectivo aplicado a actividades de inversión	(160.136)	(82.497)	(55.779)
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN			
Tomas de préstamos	99.568	77.177	25.573
Emisión de obligaciones negociables, neto de costos de emisión	53.751	-	468
Cancelación de préstamos	(139.489)	(108.119)	(47.867)
Recompra de obligaciones negociables	-	-	(2.902)
Pago de dividendos distribuidos en el ejercicio anterior	(513)	(5.231)	-
Pagos de pasivos por derecho de uso	(4.321)	(1.934)	(770)
Efectivo generado por/ (aplicado a) actividades de financiación	8.996	(38.107)	(25.498)

Aumento / (disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	13.538	(30.780)	6.525
--	---------------	-----------------	--------------

Variación en efectivo y equivalentes de efectivo

Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio, neto de descubiertos en cuenta corriente	(9.665)	18.689	10.392
Aumento / (disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	13.538	(30.780)	6.525
Diferencias de conversión y resultados financieros generados por el efectivo y equivalentes de efectivo	(200)	2.426	1.772
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio, neto de descubiertos en cuenta corriente	3.673	(9.665)	18.689

Al 31 de diciembre de

	2023	2022	2021
Efectivo y equivalentes de efectivo	3.932	371	18.689
Descubiertos en cuenta corriente	(259)	(10.036)	-
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio, neto de descubiertos en cuenta corriente	3.673	(9.665)	18.689

b) Indicadores financieros

El siguiente cuadro contiene ciertos índices comparativos de la Emisora al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021. 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		
	2023	2022	2021
Solvencia (i)	125,81%	103,04%	87,53%
Liquidez (ii)	55,59%	80,11%	94,70%
Inmovilización del capital (iii)	84,70%	76,14%	61,95%
Rentabilidad (iv)	(6,22%)	16,14%	59,84%

(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 23 puntos en el ejercicio al 31 de diciembre de 2023 principalmente por la disminución de las deudas bancarias y financieras.

Liquidez:

El índice de liquidez disminuyó en 25 puntos en el ejercicio al 31 de diciembre de 2023, principalmente por el pago de las inversiones realizadas durante el ejercicio.

Inmovilización del capital:

El índice de inmovilización de capital aumentó 9 puntos al 31 de diciembre de 2023, debido principalmente a la disminución del total de activo producto del pago de las inversiones realizadas

en el ejercicio.

Rentabilidad:

El índice de rentabilidad al 31 de diciembre de 2023 es 22 puntos menor al del ejercicio anterior, debido a los los resultados obtenidos por la Emisora en el presente ejercicio (pérdida), neto del efecto de la conversión a moneda de presentación.

Capital de trabajo:

Al 31 de diciembre de 2023 Tecpetrol presenta un capital de trabajo negativo de \$189.727 millones generado principalmente por las deudas bancarias y financieras, el cual es monitoreado en forma permanente por el Directorio y la Gerencia. La Sociedad cuenta con distintas alternativas que le permitirán atender adecuadamente los compromisos asumidos.

c) Capitalización y endeudamiento

El siguiente cuadro detalla cierta información financiera de la Emisora al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 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 millones de pesos).

	Al 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Endeudamiento de corto plazo (i)	237.895	71.003	71.392
Endeudamiento de largo plazo (i)	132.145	57.251	20.209
Total de endeudamiento (i) (ii)	370.040	128.254	91.601
Total del patrimonio neto	865.045	194.027	101.994
Capitalización total (iii)	1.235.085	322.281	193.595

- (i) La Emisora registra sus obligaciones de deuda en sus Estados Financieros de acuerdo con la suma de dinero recibida, menos los costos directos de transacción incurridos y las amortizaciones, más los intereses devengados al cierre del ejercicio.
- (ii) Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 el endeudamiento de la Emisora garantizado con garantía corporativa asciende a \$240.576 millones, \$64.965 millones y \$58.802 millones, respectivamente.
- (iii) La capitalización total representa el total del endeudamiento más el total del patrimonio neto.

El incremento de la capitalización total al 31 de diciembre del 2023 se explica por el incremento del endeudamiento en \$241.786 millones y por el incremento del patrimonio neto en \$671.018 millones.

El aumento del total de endeudamiento de la Emisora se explica principalmente por el efecto de la conversión a moneda de presentación y por la disminución del saldo de las deudas financieras en pesos argentinos por la devaluación del peso frente al dólar estadounidense.

El aumento del patrimonio neto se explica principalmente por el efecto de la conversión a moneda de presentación, neto del resultado del ejercicio (pérdida).

d) Capital Social

Para mayor información, véase “*Capítulo IX. Estructura de la Emisora, Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas – b) Accionistas Principales*” del presente Prospecto.

La evolución del capital social de los últimos tres ejercicios se encuentra reflejada en los Estados Financieros Auditados de la Emisora por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2023, 31 de diciembre de 2022 y 31 de diciembre de 2021, respectivamente.

e) Cambios significativos

Para mayor información, véase “*Capítulo XI. Antecedentes Financieros. Hechos Posteriores*” del presente Prospecto.

f) Reseña y perspectiva operativa y financiera

El siguiente análisis debe leerse junto con los estados financieros de la Emisora y sus respectivas notas incluidas en otras partes de este Prospecto.

(i) Resultado Operativo

Factores que afectan nuestras operaciones

Nuestros resultados operativos se ven afectados principalmente por las condiciones económicas en Argentina, cambios en las regulaciones gubernamentales, cambios en los precios y la demanda de petróleo y gas y productos derivados, y fluctuaciones en nuestros costos de ventas y gastos de operación.

Condiciones económicas argentinas

Dado que nuestras operaciones, instalaciones y clientes están ubicados en Argentina, estamos afectados por las condiciones macroeconómicas en el país, incluyendo la inflación y las fluctuaciones de los tipos de cambio. La volatilidad en la economía argentina y las medidas adoptadas y que pueda llegar a adoptar el gobierno argentino han tenido, y se espera que continúen teniendo, un impacto significativo en nuestro negocio por lo cual la Emisora no puede asegurar que los acontecimientos que afecten las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias o sociales del país no afecten los negocios, resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

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. A partir de la implementación del Plan.Gas.Ar y del aumento de la oferta de gas natural, las exportaciones de gas a Chile se han incrementado y se encuentran sujetas a la autorización de la Secretaría de Energía, tanto en condición firme de corto plazo (período estacional) y como en condiciones interrumpibles. 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 2023, la Emisora ha invertido más de US\$ 3.400 millones en el desarrollo del área Fortín de Piedra que incluyen, principalmente, la perforación de 152 pozos, instalaciones de tratamiento de gas con capacidad para procesar hasta 23 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 2023 se incrementó la actividad de perforación, la cual se realizó en 848 etapas (5.9 etapas por día promedio), y se completaron 18 pozos en profundidades cercanas a 3.200 metros con rama horizontal de 2.400 metros, obteniéndose buenos resultados.

En la concesión no convencional obtenida a finales de 2022, Puesto Parada, se han realizado al cierre de 2023 la perforación y terminación de 3 pozos appraisal, en profundidades cercanas a 2.300 metros con rama horizontal de 2.300 metros con objetivo de Shale Oil en Vaca Muerta, en los cuales se realizaron 133 etapas de fracturas. Los pozos se encuentran en producción. Asimismo, se lanzó la ampliación de la planta de procesamiento existente en Los Bastos para incrementar su capacidad de procesamiento a un estimado de 1000 m³/d. En Los Toldos II Este se llevó a cabo durante 2023 la perforación y terminación de 2 pozos appraisal con objetivo de Shale Oil en Vaca Muerta, en profundidades cercanas a 2.600 metros con rama horizontal de 2100 metros, en los cuales se realizaron 77 etapas de fracturas. Los pozos se encuentran en producción, junto con los otros 3 pozos perforados a la fecha en el área. En Los Toldos I Norte se llevó a cabo la perforación y terminación (en 2024) de 4 pozos appraisal con objetivo de Shale gas en Vaca Muerta, en profundidades cercanas a 3.000 metros con rama horizontal de 1.700 metros con objetivo de Shale Oil en Vaca Muerta, en los cuales se realizaron 73 etapas de fracturas. Los pozos se estima serán puestos en producción en el primer trimestre 2024.

En la cuenca neuquina, con la participación de Tecpetrol en el Plan Gas.Ar, se espera mantener el nivel de actividad de perforación y completación para alcanzar un plateau en el orden de 23 MMm³/d.

Estacionalidad

La demanda en el mercado de gas natural argentino es por naturaleza estacional, siendo mayor durante los meses de frío en el invierno y menor durante los meses más cálidos de verano. Debido

a esta estacionalidad, los precios de comercialización del hidrocarburo en el mercado interno suelen acompañar esta dinámica, los cuales normalmente aumentan en el período invernal debido a la falta de excedentes de gas disponible para distribución en el mercado y caen en el período estival debido a excedentes de oferta.

Regalías, cánones y otros conceptos similares

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

El costo por las regalías abonadas originado en las concesiones ubicadas en Argentina se expone dentro de Costos Operativos en los Estados Financieros de la Emisora.

Para mayor información, véase “*Capítulo V. Información Sobre La Emisora – c) Descripción de las actividades y negocios – Regalías, cánones de producción y otros conceptos similares*” del presente Prospecto.

Competencia

La Emisora compete con importantes empresas de hidrocarburos internacionales y con otras empresas de hidrocarburos del ámbito nacional para adquirir permisos de exploración y concesiones de producción, como también para conformar nuevos *joint ventures*.

Los recientes cambios introducidos en la Ley de Hidrocarburos a través de la Ley N° 27.007 limitan la posibilidad de las empresas de hidrocarburos formadas por las provincias argentinas de poseer futuros derechos exclusivos en permisos y concesiones, lo cual fomenta la competencia en el sector de petróleo y gas de Argentina. Durante los últimos años, se han aprobado algunas medidas, entre ellas, el Programa de Estímulo al Gas Natural, en pos de fomentar el desarrollo de la industria, lo cual incrementó la competencia en el sector. Para mayor información, véase “*Capítulo VI. Factores de Riesgo. Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas – La incertidumbre sobre la posibilidad de adquirir, desarrollar y explotar nuevas reservas puede afectar adversamente los resultados de nuestras operaciones*” y “*Capítulo VI. Factores de Riesgo. Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas – Nuestra adquisición de áreas de exploración y reservas de petróleo crudo y gas natural está sujeta a una fuerte competencia*” del presente Prospecto.

Muchos competidores poseen más recursos financieros, técnicos y humanos que la Emisora. En consecuencia, los competidores de la Emisora podrían estar en condiciones de pagar precios más altos por activos hidrocarburíferos, como también de evaluar, presentar ofertas y adquirir una mayor cantidad de concesiones de hidrocarburos que la Emisora. Asimismo, estas empresas de

mayor envergadura también podrían estar mejor posicionadas para soportar las presiones financieras de pozos infructuosos, la volatilidad del mercado financiero y del mercado de materias primas, y las condiciones adversas de la industria y la economía mundial. Por otra parte, estas empresas pueden estar mejor posicionadas para adaptarse a los cambios en la normativa aplicable, con el consiguiente efecto adverso en la posición competitiva de la Emisora. Véase “Capítulo VI. Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con Argentina – Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas” del presente Prospecto.

La Emisora también está expuesta a competencia en plataformas de perforación y la disponibilidad de los equipos relacionados. Por lo general, cuando los precios del gas natural son altos, aumenta la demanda de plataformas, suministros, servicios, equipos y mano de obra de perforación, pudiendo generar escasez o incrementos en los costos de equipos, servicios y personal de perforación. Remítase a “Capítulo VI. Factores de Riesgo-Riesgos relacionados con Argentina – Riesgos relacionados con el negocio de petróleo y gas – La industria del petróleo y del gas está sujeta a riesgos económicos y operativos específicos” del presente Prospecto.

Resultados de las Operaciones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

Resumen de Resultados (valores expresados en millones de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Operaciones continuas			
Ingresos por ventas	382.666	172.198	117.130
Costos operativos	(304.264)	(113.028)	(60.880)
Margen bruto	78.402	59.170	56.250
Gastos de comercialización	(23.041)	(8.653)	(1.364)
Gastos de administración	(32.273)	(11.853)	(6.148)
Costos de exploración y evaluación	(872)	(2.493)	(1.176)
Otros ingresos operativos	1.460	1.070	311
Otros egresos operativos	(482)	(13)	(267)
Resultado operativo	23.194	37.228	47.606
Ingresos financieros	12.173	4.900	3.827
Costos financieros	(86.869)	(11.245)	(6.229)
Otros resultados financieros netos	67.881	(13.640)	(6.467)
Resultado antes de resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional y del impuesto a las ganancias	16.379	17.243	38.737
Resultado de inversiones a valor patrimonial proporcional	745	151	2
Resultado antes del impuesto a las ganancias	17.124	17.394	38.739
Impuesto a las ganancias	(50.055)	6.488	5.428
Resultado del ejercicio	(32.931)	23.882	44.167
Resultado atribuible a:			
Accionistas de la Sociedad	(32.931)	23.882	44.167

Los Estados Financieros son preparados en base a las partidas registradas en la moneda funcional

(dólar estadounidense “USD”). En consecuencia, las siguientes explicaciones se basan en las variaciones producidas en dicha moneda, convertidas a pesos argentinos a efectos de su presentación al tipo de cambio vigente en cada cierre.

2023/2022

La disminución del resultado operativo del ejercicio 2023 por \$14.034 millones comparado con el ejercicio anterior, se explica principalmente por: (i) el aumento de las depreciaciones de propiedades, planta y equipos, (ii) los cargos por desvalorización de propiedades, planta y equipos reconocidos en el presente ejercicio en las áreas El Tordillo y La Tapera – Puesto Quiroga y Loma Ancha, (iii) el incremento del componente local de los costos medidos en dólares estadounidenses y (iv) el incremento de los cargos por almacenaje y transporte.

El resultado neto del ejercicio 2023 arrojó una pérdida de \$32.931 millones comparado con una ganancia de \$23.882 millones para el ejercicio 2022. Dicha variación se explica principalmente por: (i) la disminución del resultado operativo antes mencionada, (ii) mejores resultados financieros netos generados por las diferencias de cambio sobre saldos en pesos argentinos (positivo en el presente período versus un resultado negativo en el mismo período del 2022), parcialmente compensado por un aumento de los intereses perdidos producto del cambio de moneda de ciertas deudas financieras que genera en el presente período un mayor costo de financiamiento y el resultado por la tenencia de otras inversiones y (iii) por la variación del resultado por impuesto a las ganancias producto de las variaciones en ventas, costos y demás gastos antes comentados en moneda local base del impuesto y la diferencia entre el ajuste por inflación fiscal y la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense. En el ejercicio 2023 la inflación fue de 211%, mientras que la devaluación fue de 356,5% lo que impacta en el cálculo del impuesto debido a la actualización de los saldos fiscales y su posterior conversión a dólares estadounidenses a efectos del cálculo del impuesto diferido.

2022/2021

La disminución del resultado operativo del ejercicio 2022 por \$10.378 millones comparado con el ejercicio anterior, se explica principalmente por: (i) el aumento en los costos operativos producto de un incremento en cantidades despachadas de gas y crudo y la disminución en los precios promedio de gas; y (ii) el incremento en los gastos de comercialización y administración debido al recupero en la previsión para créditos incobrables en el ejercicio anterior y al aumento, en el ejercicio 2022, de los cargos por almacenaje y transporte por el mayor volumen de producción y de los costos laborales e impuestos.

El resultado neto del ejercicio 2022 arrojó una ganancia de \$23.882 millones comparado con una ganancia de \$44.167 millones para el ejercicio 2021. Dicha variación se explica principalmente por: (i) la disminución del resultado operativo antes mencionada, (ii) la mayor pérdida en los resultados financieros netos consecuencia del incremento de la pérdida neta por diferencias de cambio sobre saldos en pesos argentinos y el resultado por la compra-venta y tenencia de otras inversiones y, (iii) por la variación del resultado por impuesto a las ganancias producto de las variaciones antes comentadas y la diferencia entre la evolución del índice de inflación utilizado para calcular el ajuste por inflación fiscal y la devaluación del peso argentino. En el ejercicio 2022

la inflación fue de 94,8%, mientras que la devaluación fue de 72,5% lo que impacta en el cálculo del impuesto debido a la actualización de los saldos fiscales y su posterior conversión a dólares estadounidenses a efectos del cálculo del impuesto diferido.

Niveles de Producción y Precios Promedio de Venta de Gas y Petróleo

La siguiente tabla muestra la producción total de gas y petróleo y los precios promedio de venta de la Emisora en Argentina para los ejercicios indicados:

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2023	2022	2021	23/22	22/21	23/22	22/21
	Producción en unidades equivalentes (*) (miles de m ³ de petróleo y gas)	6.892	6.757	5.786	135	971	2%
Mercado interno	6.085	5.993	5.350	92	643	2%	12%
Mercado externo	807	764	436	43	328	6%	75%
Producción de petróleo (miles de m ³)	854	688	639	166	49	24%	8%
Producción de gas (millones de m ³)	6.038	6.069	5.147	(31)	922	(1%)	18%
<i>Precios promedio venta</i>							
Crudo escalante (U\$S / bbl)	76,34	94,10	65,24	(17,76)	28,86	(19%)	44%
Crudo medanita (U\$S / bbl)	70,75	75,20	58,84	(4,45)	16,36	(6%)	28%
Gas (U\$S/Mscf)	3,92	4,00	4,85	(0,08)	(0,85)	(2%)	(18%)

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

Ingresos por ventas

Los ingresos de la Emisora se componen de la venta de gas proveniente de los yacimientos de las cuencas Neuquina y Noroeste, de crudo escalante proveniente de la cuenca Golfo San Jorge y de crudo medanita proveniente de la cuenca Neuquina.

Los ingresos por la venta de crudo escalante y medanita estuvieron sujetos parcialmente a la variación de los precios internacionales, considerando que parte de la producción fue exportada mientras que el resto fue vendida en el mercado interno a precios acordados entre productores y refinadores significativamente inferiores a la paridad de exportación, con el objetivo de evitar el alza de los combustibles.

Los precios de gas en los segmentos industrial, gas natural comprimido y de exportación, se pactaron entre las partes a través de negociaciones directas y fueron afectados por el momento del año en que se concretaron las entregas. En el caso de exportación, la Secretaría de Energía de la Nación estableció precios mínimos. Las ventas para el mercado residencial y de generación, se realizaron dentro del marco de lo establecido en el “Concurso Público Nacional – plan de reaseguro y potenciación de la producción federal de hidrocarburos, el autoabastecimiento Interno, las exportaciones, la sustitución de importaciones y la expansión del sistema de transporte para todas las cuencas hidrocarburíferas del país 2023-2028 dispuesto por el Decreto N° 892/20 (con las

modificaciones establecidas por el DNU 730/22) y la Resolución N° 317/2020 de la Secretaría de Energía de la Nación” (en adelante “Plan Gas.Ar”), con excepción de las subastas para suministro de gas interrumpible.

Asimismo, los ingresos por ventas de la Emisora en los ejercicios informados incluyen estímulos otorgados por el gobierno argentino a través de los siguientes programas:

- Plan Gas.Ar.
- Programa de estímulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales, a través de la Resolución MINEM 46-E/2017 y sus modificatorias

La siguiente tabla muestra los ingresos derivados de las ventas de petróleo y gas (en millones de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2023	2022	2021	23/22	22/21	23/22	22/21
	Gas	260.677	120.880	90.132	139.797	30.748	116%
Crudo Escalante	32.607	16.137	9.717	16.470	6.420	102%	66%
Crudo Medanito	87.131	34.400	16.731	52.731	17.669	153%	106%
Servicios	2.251	781	550	1.470	231	188%	42%
Ingresos por ventas	382.666	172.198	117.130	210.468	55.068	122%	47%

2023/2022

Los ingresos por ventas del ejercicio 2023 ascendieron a \$382.666 millones, aumentando respecto del año anterior principalmente por un incremento en las cantidades despachadas de crudo, pese a la disminución en los precios promedio de venta de crudo y gas.

Durante el año 2023, la producción promedio de gas estándar de yacimiento fue de 16,5 millones m3/día, siendo el acumulado anual levemente inferior al año 2022, que ascendió a 16,6 millones m3/día.

Los volúmenes de producción de crudo ascendieron a 854 mil m3 (correspondiendo un 23% a crudo escalante y el 77% restante a crudo medanito), representando un aumento del 24% respecto de la producción del año anterior como consecuencia del desarrollo del shale oil en los yacimientos de Vaca Muerta.

Los ingresos por venta de gas aumentaron \$139.797 millones, debido principalmente al efecto de la conversión a pesos argentinos, parcialmente compensado por una disminución en el precio promedio de venta.

Los ingresos por venta de crudo escalante aumentaron \$16.470 millones debido a un incremento de las cantidades despachadas en la cuenca Golfo San Jorge, parcialmente compensado por una disminución en los precios promedio de venta.

Los ingresos por venta de crudo medanito aumentaron \$52.731 millones producto principalmente del incremento de las cantidades despachadas, parcialmente compensado por una disminución en los precios promedio de venta.

2022/2021

Los ingresos por ventas del ejercicio 2022 ascendieron a \$172.198 millones, aumentando respecto

del año anterior, consecuencia principalmente de un incremento en las cantidades despachadas de gas y crudo y en los precios promedio de ventas de crudo, parcialmente compensado por una disminución en los precios de gas (considerando las compensaciones del Plan Gas.Ar y de la Resolución 46E/2017 cuya vigencia terminó el 31 de diciembre de 2021).

Durante el año 2022, la producción promedio de gas estándar de yacimiento fue de 16,6 millones m³/día, siendo el acumulado anual un 18% mayor a la del año 2021, que ascendió a 14,1 millones m³/día.

Los volúmenes de producción de crudo ascendieron a 688 mil m³ (correspondiendo un 34% a crudo escalante y el 66% restante a crudo medanita), representando un aumento del 8% respecto de la producción del año anterior.

Respecto a los ingresos por venta de gas, los mismos aumentaron \$30.748 millones, debido al incremento de las entregas de gas parcialmente compensado por una disminución en el precio promedio de venta (considerando las compensaciones del Plan Gas.Ar y de la Resolución 46E/2017 cuya vigencia terminó el 31 de diciembre de 2021).

Los ingresos por venta de crudo escalante aumentaron \$6.420 millones debido a un incremento en los precios promedio de ventas, parcialmente compensado por una disminución de las cantidades despachadas en la cuenca Golfo San Jorge.

Los ingresos por venta de crudo medanita aumentaron \$17.669 millones producto principalmente del incremento de las cantidades despachadas acompañado de un aumento en los precios promedio de ventas.

Costos operativos

La siguiente tabla muestra los principales componentes de los costos operativos de la Emisora para los ejercicios indicados (en millones de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2023	2022	2021	23/22	22/21	23/22	22/21
Costos laborales	(17.909)	(7.527)	(3.407)	(10.382)	(4.120)	138%	121%
Honorarios y servicios	(2.743)	(1.004)	(544)	(1.739)	(460)	173%	85%
Operaciones de mantenimiento y servicios de pozos	(31.866)	(14.163)	(7.223)	(17.703)	(6.940)	125%	96%
Depreciación de propiedades, planta y equipos	(158.946)	(59.586)	(37.616)	(99.360)	(21.970)	167%	58%
Desvalorización / (Reversión) de propiedades, planta y equipos	(32.154)	(2.965)	1.942	(29.189)	(4.907)	984%	(253%)
Depreciación de activos por derecho de uso	(3.519)	(1.026)	(640)	(2.493)	(386)	243%	60%
Acondicionamiento y almacenaje	(2.042)	(762)	(490)	(1.280)	(272)	168%	56%
Regalías y otros impuestos	(42.323)	(19.484)	(10.522)	(22.839)	(8.962)	117%	85%
Otros, compras y consumos de stock	(12.762)	(6.511)	(2.380)	(6.251)	(4.131)	96%	174%
Costos operativos	(304.264)	(113.028)	(60.880)	(191.236)	(52.148)	169%	86%

2023/2022

Los costos operativos totalizaron \$304.264 millones en el ejercicio 2023, comparado con \$113.028 millones registrados en el año 2022. Dicho aumento es explicado principalmente por el incremento de las depreciaciones de propiedades, planta y equipos y los cargos por desvalorización de

propiedades, planta y equipos reconocidos en el presente ejercicio en las áreas El Tordillo y La Tapera – Puesto Quiroga y Loma Ancha y por el aumento del componente local de los costos medidos en dólares estadounidenses.

2022/2021

Los costos operativos totalizaron \$113.028 millones en el ejercicio 2022, representando un aumento del 86% comparado con los \$60.880 millones registrados en el ejercicio 2021. Dicho aumento es explicado principalmente por el incremento en el presente ejercicio de los costos medidos en dólares estadounidenses; los costos asociados a la mayor producción (depreciaciones de propiedades, planta y equipos y el cargo por regalías); las mayores actividades de mantenimiento y servicios de pozos; los cargos por desvalorización de: i) propiedades, planta y equipos en el área El Tordillo y La Tapera – Puesto Quiroga y ii) de ciertos materiales con baja rotación; y por el incremento de los costos laborales.

Gastos de comercialización

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

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2023	2022	2021	23/22	22/21	23/22	22/21
Impuestos y derechos	(13.464)	(5.920)	(3.388)	(7.544)	(2.532)	127%	75%
Almacenaje y transporte	(9.381)	(2.922)	(985)	(6.459)	(1.937)	221%	197%
(Cargo) / Recupero de previsión para créditos incobrables	(131)	191	3.044	(322)	(2.853)	(169%)	(94%)
Otros cargos	(65)	(2)	(35)	(63)	33	3150%	(94%)
	(23.041)	(8.653)	(1.364)	(14.388)	(7.289)	166%	534%

2023/2022

Los gastos de comercialización del ejercicio 2023 fueron de \$23.041 millones, comparado con \$8.653 millones del ejercicio 2022. La variación se debe principalmente al incremento en el presente ejercicio de los cargos por almacenaje y transporte.

2022/2021

Los gastos de comercialización del ejercicio 2022 fueron de \$8.653 millones, comparado con \$1.364 millones del ejercicio 2021. La variación se debe principalmente al recupero en la previsión para créditos incobrables en el ejercicio anterior y al incremento en el presente ejercicio de los cargos por almacenaje y transporte e impuestos por el mayor volumen de operación.

Gastos de administración

La siguiente tabla muestra los principales componentes de los gastos de administración de la Emisora para los ejercicios indicados (en millones de pesos):

Por el ejercicio finalizado el
31 de diciembre de

Variación	%
-----------	---

	2023	2022	2021	23/22	22/21	23/22	22/21
Costos laborales	(21.510)	(7.636)	(3.924)	(13.874)	(3.712)	182%	95%
Honorarios y servicios	(4.661)	(1.590)	(801)	(3.071)	(789)	193%	99%
Depreciación de propiedades, planta y equipos	(736)	(243)	(178)	(493)	(65)	203%	37%
Depreciación de activos por derecho de uso	(620)	(193)	(98)	(427)	(95)	221%	97%
Impuestos	(5.223)	(2.439)	(1.244)	(2.784)	(1.195)	114%	96%
Gastos de oficina	(3.812)	(1.307)	(583)	(2.505)	(724)	192%	124%
Reembolsos de gastos	4.289	1.555	680	2.734	875	176%	129%
Gastos de administración	(32.273)	(11.853)	(6.148)	(20.420)	(5.705)	172%	93%

Los reembolsos de gastos incluyen los cargos facturados por la Emisora por asistencia técnica y overhead y no son pasibles de asociación o prorrateo respecto de cada concepto antes detallado, sino con el conjunto de tareas que constituyen la función del operador.

2023/2022

Los gastos de administración para el ejercicio 2023 ascendieron a \$32.273 millones comparado con los \$11.853 millones para el ejercicio 2022, lo que equivale a un aumento de \$20.420 millones. La variación se debe principalmente al incremento del componente local de los costos medidos en dólares estadounidenses.

2022/2021

Los gastos de administración para el ejercicio 2022 ascendieron a \$11.853 millones comparado con los \$6.148 millones para el ejercicio 2021, lo que equivale a un aumento de \$5.705 millones. Dicho incremento se debe principalmente a un incremento en los costos laborales, honorarios y servicios e impuestos.

Costos de exploración y evaluación

Los costos de exploración y evaluación de un área y los costos de perforación de pozos exploratorios se activan inicialmente, hasta que se determina si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. En el caso de áreas exclusivamente exploratorias, estos costos incluyen estudios geológicos y demás costos directamente atribuibles a la actividad. Posteriormente, si se determina que los resultados no son exitosos, los mencionados costos se imputan al estado de resultados en el ejercicio en que se hizo la determinación.

Los costos de exploración y evaluación en los ejercicios 2023, 2022 y 2021 ascendieron a \$872 millones, \$2.493 millones y \$1.176 millones, respectivamente.

En los ejercicios 2023 y 2021, incluyen principalmente inversiones no exitosas en la Cuenca Neuquina, mientras que en el ejercicio 2022 incluyen principalmente inversiones no exitosas en la Cuenca Golfo San Jorge.

Resultados financieros netos

La siguiente tabla muestra los principales componentes de los resultados financieros de la Emisora

para los ejercicios indicados (en millones de pesos):

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación		%	
	2023	2022	2021	23/22	22/21	23/22	22/21
	Dividendos ganados	730	466	201	264	265	57%
Intereses ganados	11.443	4.434	3.626	7.009	808	158%	22%
Ingresos financieros	12.173	4.900	3.827	7.273	1.073	148%	28%
Intereses perdidos	(86.869)	(11.245)	(6.229)	(75.624)	(5.016)	673%	81%
Costos financieros	(86.869)	(11.245)	(6.229)	(75.624)	(5.016)	673%	81%
Resultado neto por diferencia de cambio	68.373	(17.894)	(8.421)	86.267	(9.473)	(482%)	112%
Resultado por operaciones de compra-venta con valores negociables (*)	13.206	-	-	13.206	-	100%	0%
Cambios en el valor razonable de los instrumentos derivados	-	(2.176)	(2.223)	2.176	47	(100%)	(2%)
Resultado por tenencia de otras inversiones	(13.329)	6.656	5.713	(19.985)	943	(300%)	17%
Otros resultados financieros netos	(369)	(226)	(1.536)	(143)	1.310	63%	(85%)
Otros resultados financieros netos	67.881	(13.640)	(6.467)	81.521	(7.173)	(598%)	111%
Resultados financieros netos	(6.815)	(19.985)	(8.869)	13.170	(11.116)	(66%)	125%

(*) Corresponde a la liquidación de divisas provenientes de exportaciones en el marco de la Resolución N° 808/2023 de la Secretaría de Energía posteriormente prorrogada y el Decreto N° 28/2023.

2023/2022

Los resultados financieros netos del ejercicio 2023 arrojaron una pérdida de \$6.815 millones, comparado con una pérdida de \$19.985 millones en el ejercicio anterior. La variación se debe principalmente al resultado neto generado por las deudas en pesos argentinos como diferencia de cambio (positivo en el presente ejercicio versus un resultado negativo en el año 2022), neto de un mayor costo de financiamiento por el cambio de moneda de ciertas deudas y al resultado por la tenencia de otras inversiones.

2022/2021

Los resultados financieros netos del ejercicio 2022 arrojaron una pérdida de \$19.985 millones, comparado con una pérdida de \$8.869 millones en el ejercicio anterior. La variación se debe principalmente al incremento de la pérdida neta por diferencias de cambio sobre saldos en pesos argentinos, el resultado generado por la compra-venta y tenencia de otras inversiones, el incremento de los intereses perdidos producto del aumento de las tasas de interés variable y la toma de descubiertos en cuenta corriente, lo cual fue parcialmente compensado por el resultado por la recompra de obligaciones negociables en el ejercicio anterior (pérdida) y por la disminución de la pérdida generada por los instrumentos financieros derivados.

Flujo de Efectivo (valores expresados en millones de pesos)

	Por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	2021
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio, neto de descubiertos en cuenta corriente	(9.665)	18.689	10.392
Diferencias de conversión y resultados financieros generados por el efectivo y equivalentes de efectivo	(200)	2.426	1.772
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio, neto de descubiertos en cuenta corriente	3.673	(9.665)	18.689

Aumento / (Disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	13.538	(30.780)	6.525
Efectivo generado por actividades operativas	164.678	89.824	87.802
Efectivo aplicado a actividades de inversión	(160.136)	(82.497)	(55.779)
Efectivo generado por / (aplicado a) actividades de financiación	8.996	(38.107)	(25.498)
Aumento / (Disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	13.538	(30.780)	6.525

El efectivo neto generado por las actividades operativas en los años 2023, 2022 y 2021 fue de \$164.678 millones, \$89.824 millones y \$87.802 millones, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2023 Tecpetrol presenta un capital de trabajo negativo de \$189.727 millones generado principalmente por las deudas bancarias y financieras, el cual es monitoreado en forma permanente por el Directorio y la Gerencia. La Sociedad cuenta con distintas alternativas que le permitirán atender adecuadamente los compromisos asumidos.

Durante los ejercicios 2023, 2022 y 2021 la Emisora ha contado con flujos de fondos provenientes de sus actividades ordinarias, del financiamiento bancario, préstamos otorgados por sociedades relacionadas y de la emisión de obligaciones negociables (ONs).

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 las deudas bancarias y financieras de la Sociedad ascienden a \$370.040 millones, \$128.254 millones y \$91.601 millones, respectivamente, y el patrimonio neto asciende a \$865.045 millones, \$194.027 millones y \$101.994 millones.

En los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2023 y 2021 la Emisora no ha distribuido dividendos, mientras que durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 se distribuyeron dividendos por un total de \$ 12.576 millones (\$6.832 en especie y \$5.744 en efectivo).

Las inversiones en Propiedades, planta y equipos en los ejercicios 2023, 2022 y 2021 ascendieron a \$198.425 millones, \$96.950 millones y \$38.462 millones, respectivamente, correspondiendo principalmente al área Fortin de Piedra.

Descripción de la Deuda Bancaria y Financiera de la Emisora

La siguiente tabla resume los principales términos y condiciones de la deuda bancaria y financiera de la Emisora pendientes al 31 de diciembre de 2023:

Prestamista	Capital pendiente de pago al 31 de diciembre de 2023 (en millones)	Tasa de Interés	Fecha	Vencimiento
Préstamo Club Deal BCP, JP Morgan, BBVA, Citibank	USD 18,4	Term Sofr Adj+1,5%	12 de marzo de 2018	18 de septiembre de 2024
Itau Unibanco SA - Nassau Branch	USD 66,0	5,75%	26 de marzo de 2021	26 de septiembre de 2024
Obligación Negociable Clase 5	USD 40,7	BADLAR + 2%	16 de enero de 2023	16 de julio de 2024
Obligación Negociable Clase 6	USD 26,1	BADLAR + 3%	13 de julio de 2023	13 de enero de 2025
Citibank NA, Sucursal Argentina	USD 12,6	75,00%	05 de abril de 2023	04 de abril de 2024
Banco de Galicia y Buenos Aires SAU	USD 9,9	75,00%	11 de abril de 2023	10 de abril de 2024
Citibank NA, Sucursal Argentina	USD 13,2	77,00%	19 de abril de 2023	18 de abril de 2024
Citibank NA, Sucursal Argentina	USD 3,6	95,00%	11 de agosto de 2023	07 de febrero de 2024

Banco Santander SA	USD 1,5	Term Sofr + 4,25%	18 de octubre de 2023	08 de marzo de 2024
Banco Santander SA	USD 1,7	Term Sofr + 4,25%	19 de octubre de 2023	15 de julio de 2024
Itau Unibanco SA - Santander SA	USD 230,7	Term Sofr + 2,15%	28 de octubre de 2022	28 de abril de 2026
Descubierto BBVA Banco Frances SA	USD 0,1	102%	31 de diciembre de 2023	02 de enero 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 dispuesto 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\$ 18.461.538,46.

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\$ 66.000.000.

Préstamo Itaú Unibanco S.A. – Nassau Branch y Banco Santander

Con fecha 17 de octubre de 2022, la Emisora solicitó un préstamo a Itaú Unibanco S.A. – Nassau Branch y Banco Santander SA por la suma de US\$ 300 millones, el cual fue desembolsado en su totalidad el día 28 de octubre de 2022. La amortización de capital se realiza en 13 cuotas trimestrales y consecutivas comenzando a partir del mes 6 desde la fecha del desembolso, venciendo la última cuota el día 28 de abril de 2026. El capital devenga intereses compensatorios en forma trimestral a una tasa Term SOFR mas un margen de 215bps por año. Los restantes términos y condiciones son los habituales para financiamientos de estas características. El saldo a la fecha del presente prospecto es US\$ 207.692.307,68.

Obligaciones Negociables Clase 5

Con fecha 16 de enero de 2023, la Emisora emitió Obligaciones Negociables Clase 5 por un valor nominal de \$32.898 millones, con un precio de emisión del 100%, que devengan intereses a una tasa BADLAR más un margen de 2% y cuyo vencimiento opera el 16 de julio de 2024. Los intereses serán pagaderos en forma trimestral y el capital será cancelado en forma íntegra al vencimiento. Los fondos obtenidos por la emisión de las mencionadas ONs tuvieron como destino principalmente la realización de inversiones en activos fijos, la integración de capital de trabajo y la refinanciación de pasivos. En abril de 2023, el Directorio de la Emisora aprobó la aplicación de fondos y dio cumplimiento a lo requerido por el Artículo 25 del Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV. A la fecha del presente prospecto, este acuerdo se encuentra vigente.

Obligaciones Negociables Clase 6

Con fecha 13 de julio de 2023, la Emisora emitió Obligaciones Negociables Clase 6 por un valor nominal de \$21.138 millones, con un precio de emisión del 100%, que devengan intereses a una tasa BADLAR más un margen de 3% y cuyo vencimiento opera el 13 de enero de 2025. Los intereses serán pagaderos en forma trimestral y el capital será cancelado en forma íntegra al vencimiento. Los fondos obtenidos por la emisión de las mencionadas ONs tienen como destino principalmente la realización de inversiones en activos fijos, la integración de capital de trabajo y la refinanciación de pasivos. A la fecha del presente prospecto, este acuerdo se encuentra vigente.

A la fecha del presente Prospecto, el monto total en circulación de los instrumentos emitidos bajo el Programa asciende a \$54.035.775.000 (cincuenta y cuatro mil treinta y cinco millones setecientos setenta y cinco mil pesos).

Prefinanciación de exportaciones Citibank NA Sucursal Argentina

Con fecha 05 de abril de 2023, la Emisora desembolsó una prefinanciación de exportaciones con Citibank NA Sucursal Argentina por la suma de \$10.200 millones, a una tasa fija de 75,00% por año, con pago de intereses mensuales y vencimiento el 4 de abril de 2024. A la fecha del presente prospecto, este acuerdo se encuentra vigente.

Descubierto en cuenta corriente Banco de Galicia y Buenos Aires SAU

Con fecha 11 de abril de 2023, la Emisora solicitó un descubierto en cuenta corriente con Banco de Galicia y Buenos Aires SAU por la suma de \$8.000 millones, a una tasa fija de 75,00% por año, con pago de intereses mensuales y vencimiento el 10 de abril de 2024. A la fecha del presente prospecto, este acuerdo se encuentra vigente.

Prefinanciación de exportaciones Citibank NA Sucursal Argentina

Con fecha 19 de abril de 2023, la Emisora desembolsó una prefinanciación de exportaciones con Citibank NA Sucursal Argentina por la suma de \$10.700 millones, a una tasa fija de 77,00% por año, con pago de intereses mensuales y vencimiento el 18 de abril de 2024. A la fecha del presente

prospecto, este acuerdo se encuentra vigente.

Préstamo Banco Santander S.A

En julio de 2023 la Emisora solicitó un préstamo con Banco Santander Argentina S.A. por la suma de \$13.325 millones. El capital devenga intereses compensatorios en forma trimestral a una tasa BADLAR más un margen de 3,25% y cuyo vencimiento opera el 20 de enero de 2025. Este préstamo, fue precancelado el 22 de diciembre de 2023.

Prefinanciación de exportaciones Citibank NA Sucursal Argentina

Con fecha 11 de agosto de 2023, la Emisora desembolsó una prefinanciación de exportaciones con Citibank NA Sucursal Argentina por la suma de \$2.900 millones, a una tasa fija de 95,00% por año, con pago de intereses mensuales y vencimiento el 07 de febrero de 2024. A la fecha del presente prospecto, este acuerdo se encuentra cancelado en su totalidad.

Financiación de importaciones Banco Santander SA

Con fecha 18 de octubre de 2023, la Emisora desembolsó una financiación de importaciones con Banco Santander SA por la suma de US\$1.5 millones a tasa Term SOFR más un margen aplicable de 425 bps por año con pago de intereses y capital al vencimiento, 8 de marzo de 2024. A la fecha del presente prospecto, este acuerdo se encuentra cancelado en su totalidad.

Financiación de importaciones Banco Santander SA

Con fecha 19 de octubre de 2023, la Emisora desembolsó una financiación de importaciones con Banco Santander SA por la suma de US\$1.7 millones a tasa Term SOFR más un margen aplicable de 425 bps por año con pago de intereses y capital al vencimiento, 15 de julio de 2024.

Para mayor información acerca de la deuda bancaria y financiera de la Emisora con posterioridad al cierre del último ejercicio, véase “*Capítulo XI. Antecedentes Financieros. Hechos Posteriores.*”

Hechos Posteriores

Prefinanciación de exportaciones Banco Santander Argentina S.A.

Con fecha 18 de enero de 2024, la Emisora desembolsó una prefinanciación de exportaciones con Banco Santander Argentina S.A. por la suma de US\$ 60 millones, a una tasa fija de 4,80% por año, con pago de intereses semestrales y vencimiento el 19 de enero de 2026.

Prefinanciación de exportaciones Banco Macro S.A.

Con fecha 23 de febrero de 2024, la Emisora desembolsó una prefinanciación de exportaciones con Banco Macro S.A. por la suma de US\$ 30 millones, a una tasa fija de 4,00% por año, con un plazo de 365 días y con pago de intereses y capital al vencimiento.

Prefinanciación de exportaciones Banco Ciudad de Buenos Aires

Con fecha 29 de febrero de 2024, la Emisora desembolsó una prefinanciación de exportaciones con Banco Ciudad de Buenos Aires por la suma de US\$ 15 millones, a una tasa fija de 4,00% por año, con pago de intereses y capital al vencimiento el 28 de febrero de 2025.

Prefinanciación de exportaciones Banco BBVA Argentina S.A.

Con fecha 8 de marzo de 2024, la Emisora desembolsó una prefinanciación de exportaciones con Banco BBVA Argentina S.A. por la suma de US\$ 25 millones, a una tasa fija de 3,50% por año, con pago de intereses y capital al vencimiento el 28 de noviembre de 2024.

Prefinanciación de exportaciones Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.

Con fecha 12 de marzo de 2024, la Emisora desembolsó una prefinanciación de exportaciones con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U por la suma de US\$ 20 millones, a una tasa fija de 3,50% por año, con un plazo de 270 días y con pago de intereses y capital al vencimiento.

Prefinanciación de exportaciones Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.

Con fecha 13 de marzo de 2024, la Emisora desembolsó una prefinanciación de exportaciones con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U. por la suma de US\$ 10 millones, a una tasa fija de 4,00% por año, con un plazo de 360 días y con pago de intereses y capital al vencimiento.

Prefinanciación de exportaciones Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.

Con fecha 26 de marzo de 2024, la Emisora desembolsó una prefinanciación de exportaciones con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U. por la suma de US\$ 20 millones, con condiciones de mercado, con pago de intereses y capital al vencimiento el 20 de diciembre de 2024.

(ii) Liquidez y recursos de capital

La estrategia financiera de la Emisora busca mantener recursos financieros adecuados y acceso a facilidades de crédito para financiar sus operaciones. La Emisora cuenta con flujos de fondos derivados de sus operaciones, así como también financiamiento de diversas fuentes, entre ellas bancos comerciales nacionales e internacionales, acceso a mercados de capitales locales e internacionales, entre otros, y préstamos otorgados por sociedades relacionadas.

La Emisora tiene una estrategia conservadora en el manejo de su liquidez, que consiste en mantener una parte sustancial de sus fondos en efectivo, fondos líquidos e inversiones de corto plazo. La Emisora busca mantener un adecuado nivel de endeudamiento sobre el total del patrimonio neto considerando la industria y los mercados en los que opera. La Emisora no tiene que cumplir con requerimientos externos de mantenimiento de capital.

(iii) Información sobre tendencias

Los resultados de la Emisora se ven afectados principalmente por los niveles de producción, los precios de venta, la demanda de petróleo, gas y productos derivados, las fluctuaciones en los costos operativos y en el tipo de cambio, las condiciones económicas en Argentina y las regulaciones gubernamentales. La Emisora opera en un contexto económico cuyas variables principales han tenido recientemente una fuerte volatilidad como consecuencia de acontecimientos políticos, económicos y sociales en el ámbito nacional como internacional.

La Dirección de la Emisora monitorea permanentemente la evolución de las situaciones mencionadas precedentemente, para determinar las posibles acciones a adoptar e identificar los eventuales impactos sobre su situación patrimonial y financiera.

XII. INFORMACIÓN CONTABLE

Estados Financieros

Los Estados Financieros Auditados de la Compañía por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 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 2023, véase la sección “*Capítulo XI. Antecedentes Financieros. Hechos Posteriores*” del presente Prospecto.

Código de Gobierno Societario

El Código de Gobierno Societario de la Sociedad, cuya versión al 31 de diciembre de 2023 se encuentra cargada en la AIF bajo el ID 3158624.

XIII. DATOS ESTADÍSTICOS Y PROGRAMA PREVISTO PARA LA OFERTA

El siguiente es un resumen de los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que se describen en “Capítulo XIV. Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables” de este Prospecto, y está condicionado en su totalidad por la información más detallada contenida en dicha sección de este Prospecto.

Emisora	Tecpetrol S.A.
Agentes Colocadores	Los agentes colocadores que pudieran designarse periódicamente según se indique en el respectivo Suplemento de Precio correspondiente a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables.
Descripción	Obligaciones Negociables simples, no convertibles en acciones, subordinadas o no, emitidas con garantía común, especial y/o flotante, con o sin recurso limitado, y con o sin garantía de terceros (incluyendo sin limitación sociedades afiliadas de la Compañía).
Monto máximo	El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa, no podrá exceder un valor nominal total de hasta US\$ 1.000.000.000, o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor.
Monedas	Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en cualquier moneda, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Adicionalmente, podrán emitirse con su capital, intereses y/u otros montos adeudados bajo los mismos, pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por las normas aplicables. Asimismo podrán estar denominadas en unidades de medida o valor, tales como unidades monetarias ajustables por índices y/o formulas, incluyendo pero no limitándose a Unidades de Vivienda actualizables por el Índice de Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires, en virtud de la Ley N°27.271(UVI) o en Unidades de Valor Adquisitivo, actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia, en virtud de la Ley N° 25.827 y de conformidad con lo dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 146/2017 del Poder Ejecutivo Nacional (UVA), la Resolución General de la CNV N° 718/18 y/o en toda otra unidad monetaria de valor que se determine y sea autorizada por la CNV.
Precio de emisión	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a su valor nominal, con descuento o con prima sobre su valor nominal, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Clases y series

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas Clases con términos y condiciones específicos diferentes entre sí; sin embargo, las Obligaciones Negociables de una misma Clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma Clase podrán ser emitidas en distintas Series con los mismos términos y condiciones de la Clase en cuestión, salvo que la fecha de emisión, el precio de emisión y la fecha de pago de intereses inicial, pueden variar. Los términos y condiciones aplicables a cada Clase y/o Serie serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Plazos y formas de amortización

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes. La Compañía podrá emitir Obligaciones Negociables con vencimientos no menores a 30 días desde la fecha de emisión, según se detalle en el respectivo Suplemento de Precio.

Intereses

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o variable, ser emitidos con descuento de emisión, no devengar intereses, o devengar intereses de acuerdo a cualquier otro mecanismo para la fijación de intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Montos adicionales	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora realizará los pagos respecto de Obligaciones Negociables sin retención o deducción de impuestos, tasas, contribuciones y/u otras cargas gubernamentales presentes o futuras de cualquier naturaleza fijadas por Argentina, o cualquier subdivisión política de la misma o autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales. En caso que las normas vigentes exijan practicar tales retenciones o deducciones, la Emisora, sujeto a ciertas excepciones, pagará los montos adicionales necesarios para que los tenedores reciban el mismo monto que habrían recibido respecto de pagos bajo las Obligaciones Negociables de no haberse practicado tales retenciones o deducciones.
Forma	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o cartular, pudiendo, según corresponda, estar representadas por certificados globales o definitivos, de acuerdo a lo establecido por la Ley N° 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados o de cualquier otra forma que sea permitida conforme las normas vigentes y según lo que se determine en los Suplementos correspondientes.
Denominaciones	Las Obligaciones Negociables tendrán la denominación que se especifique en los Suplementos correspondientes.
Compromisos	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora se obliga a cumplir los compromisos que se detallan en “ <i>Capítulo XIV. Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Compromisos</i> ” del presente en tanto existan Obligaciones Negociables en circulación.
Rescate a opción de la Sociedad y/o de los tenedores	En caso que así se especifique en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Sociedad y/o de los tenedores con anterioridad a su vencimiento, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos. En todos los casos se observará el principio de trato igualitario entre los inversores.

Rescate por razones impositivas

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Sociedad podrá rescatar cualquier clase y/o serie de Obligaciones Negociables en su totalidad, pero no parcialmente, en caso que la Sociedad se encuentre, o vaya a encontrarse, obligada a abonar cualquier monto adicional bajo “*Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Montos Adicionales*” del presente. Ver “*Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Rescate por Razones Impositivas*” del presente Prospecto. En todos los casos se observará el principio de trato igualitario entre los inversores.

Eventos de incumplimiento

En los Suplementos correspondientes se incluirá un detalle de los eventos de incumplimiento.

Rango

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

Colocación de las Obligaciones Negociables

La colocación de cada Serie y/o Clase de las Obligaciones Negociables se hará sobre la base de una suscripción en firme o una colocación en base a los mejores esfuerzos, según lo acordado entre la Sociedad y los colocadores respectivos. El Suplemento de Precio respectivo especificará los nombres y las direcciones de dichos colocadores, y los términos de colocación acordados por la Sociedad con los mismos, los que observarán lo dispuesto por el Artículo 27, Sección IV, Capítulo V del Título II y Capítulo IV del Título VI de las Normas N.T. 2013 y sus mod..

Listado y Negociación

La Sociedad podrá oportunamente solicitar el listado de las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie en el BYMA a través de la BCBA, y su negociación en el MAE y/o en cualquier otro mercado de valores de la Argentina y/o del exterior según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente.

Ley aplicable

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

Jurisdicción

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, toda controversia que se suscite entre la Emisora y/o los tenedores en relación con las Obligaciones Negociables de una clase y/o serie se resolverá, a elección de los tenedores, por el Tribunal Arbitral de alguno de los mercados autorizados en los que se solicite el listado y la negociación de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión. No obstante lo anterior, los inversores tendrán el derecho de optar por acudir a los tribunales judiciales competentes de conformidad con el artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales. Asimismo, en los casos en que las normas vigentes establezcan la acumulación de acciones entabladas con idéntica finalidad ante un solo tribunal, la acumulación se efectuará ante el tribunal judicial.

Duración del Programa

El plazo de duración del Programa, dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables, será de cinco (5) años contados a partir del vencimiento del plazo original, es decir, el vencimiento del Programa opera el 30 de octubre de 2027.

XIV. TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

A continuación, se detallan los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que podrán ser emitidas por la Emisora en el marco del Programa. En los Suplementos correspondientes se detallarán los términos y condiciones específicos de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, los cuales complementarán dichos términos y condiciones generales y/o determinarán su aplicabilidad con respecto a las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión.

Descripción

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples no convertibles en acciones, subordinadas o no, emitidas con garantía común, especial y/o flotante, con o sin recurso limitado, y con o sin garantía de terceros (incluyendo sin limitación sociedades afiliadas de la Compañía).

Monto Máximo

El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder un valor nominal de hasta US\$1.000.000.000, o su equivalente en otras monedas o unidades de medida o valor. A fin de determinar el monto total de las Obligaciones Negociables en circulación en la fecha de emisión de nuevas Obligaciones Negociables, se incluirá en los documentos correspondientes, en caso que las Obligaciones Negociables en cuestión se emitan en una moneda diferente al peso, la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el peso.

Monedas

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en cualquier moneda, según se especifique en los Suplementos correspondientes. Adicionalmente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital, intereses y/u otros montos adeudados bajo los mismos, pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por las normas aplicables. Asimismo podrán estar denominadas en unidades de medida o valor, tales como unidades monetarias ajustables por índices y/o formulas, incluyendo pero no limitándose a Unidades de Vivienda actualizables por el Índice de Costo de la Construcción en el Gran Buenos Aires, en virtud de la Ley N°27.271(UVI) o en Unidades de Valor Adquisitivo, actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia, en virtud de la Ley N° 25.827 y de conformidad con lo dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 146/2017 del Poder Ejecutivo Nacional (UVA), la Resolución General de la CNV N° 718/18 y/o en toda otra unidad monetaria de valor que se determine y sea autorizada por la CNV.

Precio de Emisión

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a su valor nominal, o con descuento o con prima sobre su valor nominal, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Clases y Series

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas clases, con términos y condiciones específicos diferentes entre sí, pero las Obligaciones Negociables de una misma clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma clase podrán ser emitidas en distintas series con los mismos términos y condiciones de la clase en cuestión, salvo que la fecha de emisión, el precio de emisión y la fecha de pago de intereses inicial, pueden variar. Los términos y condiciones aplicables a cada clase y/o serie serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Plazos y Formas de Amortización

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes. La Compañía podrá emitir Obligaciones Negociables con vencimientos no menores a 30 días desde la fecha de emisión, según se detalle en el respectivo Suplemento de Precio.

Intereses

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o variable, con descuento de emisión, no devengar intereses, o devengar intereses de acuerdo a cualquier otro mecanismo para la fijación de intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Montos Adicionales

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

Forma

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

Denominaciones

Las Obligaciones Negociables tendrán la denominación que se especifique en los Suplementos

correspondientes.

Razones para la oferta y Destino de los fondos

En los Suplementos correspondientes se especificará el destino que la Emisora dará a los fondos netos que reciba en virtud de la colocación de las Obligaciones Negociables, que será uno o más de los siguientes destinos previstos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (ii) adquisición de fondos de comercio situados en el país, (iii) integración de capital de trabajo en Argentina, (iv) refinanciación de pasivos, (v) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Emisora, (vi) adquisición de participaciones sociales, y/o (vii) financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados, según se haya establecido en la resolución que disponga la emisión, y dado a conocer al público inversor.

Asimismo, la Emisora podrá destinar el producido neto proveniente de la emisión de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables, en cumplimiento del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y en virtud de los lineamientos establecidos en el art. 4.5 del Anexo III - Capítulo I - Título VI de las Normas de la CNV, para financiar o refinanciar proyectos o actividades con fines verdes (“Proyectos Verdes Elegibles”) y/o sociales (“Proyectos Sociales Elegibles”) y/o sustentable (“Proyectos Sustentables Elegibles”) (y sus gastos relacionados, tales como investigación y desarrollo), según se detallará oportunamente en el Suplemento de Prospecto correspondiente (conjuntamente, los “Proyectos Elegibles”).

Definiciones

- Bonos Verdes: son definidos como cualquier tipo de bono donde los recursos serán exclusivamente destinados para financiar, o refinanciar, ya sea en parte o totalmente, proyectos nuevos o existentes que sean elegibles como ‘proyectos verdes’. Los componentes principales son el uso de los fondos, la selección de proyectos, la administración de los fondos y la presentación de informes. Los fondos de la emisión se destinan exclusivamente a financiar actividades con beneficios ambientales, pudiendo incluir activos intangibles. Estos instrumentos contemplan beneficios ambientales como la mitigación y/o adaptación al cambio climático, la conservación de la biodiversidad, la conservación de recursos nacionales, o el control de la contaminación del aire, del agua y del suelo. Los bonos verdes también pueden tener beneficios sociales.

- Bonos Sociales: son definidos como bonos cuyos recursos serán exclusivamente utilizados para financiar o refinanciar, en parte o en su totalidad, proyectos sociales elegibles, ya sea nuevos o existentes y que estén alineados con los cuatro componentes principales de los SBP (social bonds principles). Los proyectos sociales tienen como objeto abordar o mitigar un determinado problema social y/o conseguir resultados sociales positivos especial, pero no exclusivamente, para un determinado grupo de la población. Los bonos sociales también pueden tener beneficios ambientales.

- Bonos sustentables: son aquellos que financian una combinación de proyectos ambientales y sociales.

Proyectos Elegibles

Selección de Proyecto

Los Proyectos Elegibles estarán alineados con los Principios de Bonos Verdes de 2018 (GBP, por sus siglas en inglés) Principios de Bonos Sociales (SBP, por sus siglas en inglés), Guía para bonos sustentables (SBG, por sus siglas en inglés) y los principios de bonos vinculados a la sostenibilidad (SLBP, por sus siglas en inglés), todos publicados por ICMA (International Capital Market Association) y los “Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina” contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de CNV.

Gestión de los Fondos

Dado que los Proyectos Elegibles serán desarrollados por la Emisora, las aplicaciones de los fondos serán trazables y monitoreables en los estados financieros de la misma.

Mientras se encuentre pendiente su aplicación, los fondos podrán invertirse en instrumentos financieros líquidos de alta calidad y en otras inversiones de corto plazo.

Presentación de Informes y Reportes

La Emisora se compromete a enviar al mercado correspondiente -para su difusión- un reporte (el “Reporte”) que contemple información actualizada sobre el uso de los fondos provenientes de sus emisiones, en la que se indiquen el uso de los fondos (agregando una breve descripción de los Proyectos Elegibles), los montos asignados durante el período que abarque dicho informe y, en su caso, las inversiones temporales de los recursos no asignados a dicha fecha. El Reporte incluirá los beneficios ambientales logrados por los Proyectos Elegibles, conforme los Principios de ICMA (International Capital Market Association) y los “Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina” contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de CNV (N.T. 2013 y mod.).

Revisión externa independiente

A los efectos de validar las credenciales verdes de las potenciales Clases o Series de Obligaciones Negociables, de conformidad con los lineamientos del Anexo III, Capítulo I, Título VI de las Normas de la CNV, la Emisora contratará a un revisor independiente, quien contará con experiencia en finanzas y sustentabilidad y asimismo, se encargará de realizar un informe indicando su opinión respecto a la categoría verde, social o sustentable del valor negociable elegido para canalizar los Proyectos Elegibles y comprobará que los fondos percibidos por la emisión de las Obligaciones Negociables sean aplicados a los destinos descriptos en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Información adicional

El financiamiento obtenido será exclusivamente asignado a actividades o proyectos que califiquen

como sociales, verdes o sustentables, que podrán o no estar garantizados por instituciones dedicadas exclusivamente a evaluar la transparencia de este tipo de proyectos, según se detallará en el respectivo Suplemento. Podrá asignarse o no una calificación de riesgo a dichas obligaciones negociables.

La Sociedad adoptará prácticas internacionales a fin de obtener una mayor armonización con los mercados en forma global.

Para que las obligaciones negociables sean calificadas como “Bonos Verdes”, “Bonos Sociales”, “Bonos Sustentables” o “Bonos vinculados a la sostenibilidad” conforme los principios de ICMA y los lineamientos de CNV deberán ser expresamente encuadrados de tal manera por los mercados en que se solicite autorización para la cotización y negociación, no pudiendo hacer uso de estos calificativos si no cumplen los lineamientos especificados en la normativa aludida.

Asimismo, se deja constancia de que la Sociedad también podrá emitir Obligaciones Negociables conforme otros lineamientos y/o parámetros publicados por (i) otros organismos nacionales o internacionales, tales como la ONU (Organización de las Naciones Unidas) (the Ten Principles of the UN Global Compact), OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) (OECD Principles of Corporate Governance), la OIT (Organización Internacional del Trabajo) (ILO Principles); o bien (ii) entidades que asignen calificaciones conforme el grado de cumplimiento con ciertos parámetros. En tales casos, la adecuación de las Obligaciones Negociables emitidas por la Sociedad a dichos lineamientos, parámetros y/o calificaciones será oportuna y debidamente informada en el respectivo Suplemento. La CNV no ha emitido juicio sobre carácter Social, Verde y/o Sustentable o el grado de adecuación a los parámetros mencionados que puedan tener las potenciales emisiones de la Emisora.

Registro, Transferencias, Gravámenes y Medidas Precautorias; Depósito Colectivo

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

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

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

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

Reemplazo

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, en caso de que

cualquier título global o título definitivo que represente Obligaciones Negociables sea dañado y/o mutilado, o se encuentre aparentemente destruido, extraviado, hurtado o robado, la Emisora, a solicitud escrita del titular registral del título en cuestión, emitirá un nuevo título en reemplazo del mismo.

En todos los casos, el titular registral que solicite el reemplazo proveerá a la Emisora, juntamente con su solicitud, garantías e indemnizaciones aceptables para la Emisora a fin de que la Emisora y sus agentes sean exentos de toda responsabilidad en relación con el reemplazo en cuestión. Cuando el reemplazo sea de títulos dañados y/o mutilados, el titular registral en cuestión deberá entregar a la Emisora, juntamente con su solicitud, el título dañado y/o mutilado. Cuando el reemplazo sea de títulos aparentemente destruidos, extraviados, hurtados o robados, el titular registral en cuestión deberá entregar a la Emisora, juntamente con su solicitud, prueba de la aparente destrucción, extravío, hurto o robo, ajustándose a lo establecido en la Sección 4, “Deterioro, sustracción, pérdida y destrucción de títulos valores o de sus registros” del Capítulo 6, Título V, Libro Tercero – Derechos Personales, del Código Civil y Comercial de la Nación.

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

Pagos

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

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

Compromisos

En los Suplementos correspondientes se incluirán los compromisos que la Emisora se obliga a cumplir respecto de las Obligaciones Negociables en circulación:

Rescate a Opción de la Sociedad y/o de los Tenedores

En caso que así se especifique en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Sociedad y/o de los tenedores con anterioridad al vencimiento de las mismas, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos. El rescate anticipado parcial se realizará respetando el principio

de trato igualitario entre inversores.

Eventos de Incumplimiento

Los Suplementos correspondientes incluirán eventos de incumplimiento en relación con las Obligaciones Negociables de la clase en cuestión.

Rango

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

Asambleas

En los Suplementos correspondientes se especificará el mecanismo de las asambleas de tenedores de las Obligaciones Negociables.

Notificaciones

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todas las notificaciones a los tenedores de Obligaciones Negociables se considerarán debidamente efectuadas cuando se publiquen por un día en el Boletín Diario Electrónico de la BCBA publicado en la página web de la BCBA (www.bcba.sba.com.ar), en el boletín diario electrónico del MAE publicado en la página web del MAE (www.mae.com.ar), y en la AIF. Las notificaciones se considerarán efectuadas el día siguiente al día en que se realizó dicha publicación. El costo de cualquier publicación y/o notificación estará a cargo de la Sociedad. Sin perjuicio de ello, la Sociedad efectuará todas las publicaciones que requieran las Normas N.T. 2013 y sus mod. y las demás normas vigentes, y asimismo, en su caso, todas las publicaciones que requieran las normas vigentes de las bolsas y/o mercados autorizados del país o del exterior donde coticen y/o negocien las Obligaciones Negociables. Asimismo, podrán disponerse medios de notificación adicionales complementarios para cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables, los cuales se especificarán en el Suplemento correspondiente.

Fiduciarios, Agentes Fiscales y Otros Agentes

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en el marco de contratos de fideicomiso y/o de contratos de agencia fiscal que oportunamente la Emisora celebre con entidades que actúen como fiduciarios y/o agentes fiscales, lo cual será especificado en los Suplementos correspondientes. Los contratos de fideicomiso regularán los derechos de los tenedores de las Obligaciones Negociables y su relación con el Emisor. Tales fiduciarios y/o agentes fiscales desempeñarán funciones solamente respecto de las clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen

en los respectivos contratos, y tendrán los derechos y obligaciones que se especifiquen en los mismos. Asimismo, la Emisora podrá designar otros agentes en relación con las Obligaciones Negociables para que desempeñen funciones solamente respecto de las clases de Obligaciones Negociables que se especifiquen en cada caso. En caso que se designara cualquier fiduciario y/o agente fiscal, y/o cualquier otro agente, en relación con las Obligaciones Negociables de cualquier clase, la Sociedad deberá cumplir en tiempo y forma con los términos y condiciones de los respectivos contratos que celebre con tales fiduciarios, agentes fiscales y/u otros agentes.

Agentes Colocadores

Los agentes colocadores (y agentes co-colocadores, en su caso) de las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie serán aquellos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Otras Emisiones de Obligaciones Negociables

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Sociedad, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier clase y/o serie en circulación, podrá en cualquier momento emitir nuevas Obligaciones Negociables que tengan los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de cualquier clase en circulación y que sean iguales en todo sentido, excepto por sus fechas de emisión y/o precios de emisión, de manera que tales nuevas Obligaciones Negociables sean consideradas Obligaciones Negociables de la misma clase que dichas Obligaciones Negociables en circulación y sean fungibles con las mismas. Tales nuevas Obligaciones Negociables serán de una serie distinta dentro de la clase en cuestión.

Ley Aplicable

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

Jurisdicción

Las Obligaciones Negociables constituirán “obligaciones negociables” conforme a la Ley de Obligaciones Negociables, y tendrán derecho a los beneficios establecidos en ella. La calificación como obligaciones negociables, la autorización, formalización y otorgamiento de las mismas por parte de la Sociedad, y la aprobación de las mismas por la CNV para su oferta pública en la Argentina, se encuentran regidas por la legislación argentina. Las demás cuestiones relacionadas a las Obligaciones Negociables podrán regirse por la legislación de otra jurisdicción conforme se establezca en cada Suplemento de Precio.

Toda acción contra la Sociedad en razón de las Obligaciones Negociables podrá ser interpuesta en forma no exclusiva ante los Tribunales Ordinarios en lo Comercial con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el Tribunal Arbitral Permanente de la BCBA, en virtud del ejercicio de la facultad delegada por el BYMA a la BCBA, conforme lo dispuesto por la Resolución 17.501 de la CNV, o el que en el futuro lo reemplace, de conformidad con las disposiciones del artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales o cualquier otro tribunal al cual la Sociedad decida someterse con respecto a cada una de las Clases y/o Series, conforme se establezca en cada Suplemento de Precio, sin perjuicio del derecho de los tenedores a acudir a los tribunales judiciales competentes, a los que también podrá acudir la Sociedad en caso que el tribunal arbitral correspondiente cese en sus funciones.

Acción Ejecutiva

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

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

Prescripción

Los reclamos contra la Sociedad por el pago de capital y/o intereses bajo las Obligaciones Negociables prescribirán a los cinco y dos años, respectivamente, contados desde la fecha de vencimiento del pago correspondiente.

Duración del Programa

El plazo de duración del Programa, dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables, será de cinco (5) años contados a partir del vencimiento del plazo original, es decir, el vencimiento del Programa opera el 30 de octubre de 2027.

XV. DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

Plan de Distribución

En los documentos correspondientes se detallará el plan de distribución aplicable a las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión. Dicho plan de distribución deberá ajustarse a lo previsto en los artículos 27, 28 y concordantes del Capítulo V, Título II de las Normas N.T. 2013 y sus modificatorias. El plan de distribución podrá establecer que las Obligaciones Negociables sean integradas por los correspondientes suscriptores en efectivo y/o mediante la entrega de Obligaciones Negociables de cualquier otra clase y/o serie en circulación.

Colocación

La Sociedad podrá colocar las Obligaciones Negociables (i) por medio de suscriptores, (ii) directamente a uno o más compradores o (iii) a través de agentes. Cada Suplemento de Precio, contendrá los términos de la oferta de las Obligaciones Negociables, pudiendo incluir el nombre de los suscriptores o agentes, el precio de emisión de las Obligaciones Negociables, el producido neto de dicha colocación, descuentos de emisión, comisiones, compensaciones y gastos relacionados, haciendo referencia a los procedimientos previstos por el Artículo 27, Sección IV, Capítulo V del Título II y el Capítulo IV del Título VI de las Normas N.T. 2013 y sus modificatorias que se aplicarán para cada emisión en particular.

La Sociedad podrá celebrar convenios de suscripción, de colocación o cualquier otro acuerdo relacionado para la colocación inicial de las Obligaciones Negociables (los “Contratos de Colocación”), con entidades financieras u otros intermediarios autorizados conforme con las Normas N.T. 2013 y sus modificatorias y las demás regulaciones vigentes (conjuntamente, los “Colocadores”), según se determine en cada Suplemento de Precio. Los Colocadores asumirán la obligación de colocar las Obligaciones Negociables conforme la modalidad que se pacte en cada Contrato de Colocación. Asimismo, los Contratos de Colocación contendrán, entre otras, disposiciones sobre el precio, comisiones, la forma y condiciones bajo las cuales los Colocadores eventualmente adquirirán las Obligaciones Negociables.

Los Contratos de Colocación establecerán disposiciones relativas a designación de colocadores adicionales ya sea en general para las Obligaciones Negociables como para una Serie específica de las mismas.

En la Argentina, las Obligaciones Negociables sólo podrán ser ofrecidas al público por la Sociedad, los Colocadores o a través de personas o entidades que se hallen autorizadas conforme a las leyes y reglamentaciones de la Argentina a ofrecer y vender obligaciones negociables directamente al público.

Calificación de Riesgo

El Programa no cuenta con calificación de riesgo. Sin perjuicio de ello, la Emisora podrá optar por calificar o no cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables, según se establezca en el correspondiente Suplemento.

La Ley de Mercado de Capitales junto con las Normas N.T. 2013 y sus mod., establecen normas generales sobre calificaciones aplicables a emisoras que procuran ofrecer títulos de deuda en la Argentina por oferta pública autorizada por la CNV. La Ley de Mercado de Capitales dispone que las emisoras podrán solicitar a las sociedades calificadoras que califiquen sus títulos, estén o no sujetos a las normas sobre oferta pública. Sin perjuicio de ello, la CNV podrá requerir la calificación de las Obligaciones Negociables, si lo considerara necesario en base a ciertas condiciones de la emisión.

Mercados

Se solicitará la autorización de listado y de negociación de las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el Programa en BYMA, a través de la BCBA, en virtud del ejercicio de la facultad delegada por BYMA a la BCBA, conforme lo dispuesto por la Resolución N° 17.501 de la CNV, en el MAE o en cualquier otro mercado autorizado de la Argentina y/o del exterior, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

XVI. INFORMACIÓN ADICIONAL

Capital Social

A la fecha de este Prospecto, el capital social de la Compañía es de \$4.436.448.068 dividido en la siguiente forma: 3.106.342.422 (tres mil ciento seis millones trescientos cuarenta y dos mil cuatrocientos veintidós) acciones ordinarias escriturales “A”, y 1.330.105.646 (mil trescientos treinta millones ciento cinco mil seiscientos cuarenta y seis) acciones ordinarias escriturales “B”.

Todas las acciones en circulación se encuentran totalmente integradas. Seguidamente se detalla la composición accionaria actual:

Accionista	Clase	Cantidad de Acciones	Porcentaje de Capital
Tecpetrol Internacional S.L., con domicilio en Recoletos 23, piso 3° 28001, Madrid, España.	A B	2.928.275.448 1.330.105.646	66,0050% 29,9813%
Tecpetrol Investments S.L.U., con domicilio en Calle Recoletos 23, 3er piso, Madrid 28001, España ⁴	A	178.066.962	4,0137%
Andrea S. Barbagelata, argentina, DNI. 18.401.843, con domicilio en Cramer 3980 – Dto. “B” – 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 2021, 31 de diciembre de 2022 y 31 de diciembre de 2023.

Instrumento Constitutivo

Estatutos

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

El estatuto y sus modificaciones fueron inscriptos en el Registro Público de Comercio a cargo de la Inspección General de Justicia de la Capital Federal al Tomo "A" de Estatutos de Sociedades Anónimas Nacionales bajo los siguientes números y fechas: N° 247- Lo. 94, el 19 de junio de 1981; N°1409- Lo. 98, el 25 de marzo de 1983; N° 10312- Lo. 101, el 16 de octubre de 1985; N° 4587- Lo. 103, el 1 de julio de 1987; N° 537- Lo. 106, el 24 de febrero de 1989, N° 8862- Lo. 107, el 12 de diciembre de 1989, N° 7601-Lo. 111, el 18 de agosto de 1992; N° 12535- Lo 112, el 21 de diciembre de 1992, N° 2660- Lo 112, el 6 de abril de 1993; N° 12036- Lo 117, el 14 de diciembre

⁴ En enero de 2020, el accionista Tecpetrol 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

Desde 1991 hasta fines del año 2001, la Ley N° 23.928 (la “Ley de Convertibilidad”) estableció un tipo de cambio fijo de 1 Ps./US\$. El 6 de enero de 2002, la Ley N° 25.561 (la “Ley de Emergencia Pública”), puso formalmente fin a esa paridad dólar-peso. Tras un breve período en el que el gobierno argentino estableció un sistema cambiario dual provisorio en virtud de la Ley de Emergencia Pública, desde febrero de 2002 se ha permitido que el peso fluctúe libremente frente a otras monedas, aunque el gobierno argentino tiene la facultad de intervenir comprando y vendiendo divisas por cuenta propia, una práctica que realiza regularmente. El 23 de diciembre de 2019 se publicó la Ley N° 27.541 (la “Ley de Solidaridad”), que volvió a declarar la emergencia pública hasta el 31 de diciembre de 2020. Véase “Factores de riesgo—Riesgos relacionados con

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

Los controles cambiarios, que endurecieron las restricciones a los flujos de capital, el tipo de cambio oficial entre el peso y el dólar y las restricciones a las transferencias que limitan sustancialmente la capacidad de las compañías para retener divisas o realizar pagos en el extranjero, están actualmente vigentes en Argentina y lo han estado por períodos alternos durante los últimos años. Mediante el Decreto N° 609/2019 (el “Decreto 609”) de fecha 1 de septiembre de 2019 y sus modificatorias, el Poder Ejecutivo restableció los controles de cambios y autorizó al BCRA a (a) regular el acceso al mercado de cambios para comprar divisas y realizar pagos al exterior; y (b) dictar normas para evitar prácticas y operaciones tendientes a eludir, mediante el uso de títulos valores y otros instrumentos, las medidas adoptadas por el decreto. En la actualidad, las regulaciones cambiarias han sido (i) prorrogadas indefinidamente y (ii) consolidadas en un único conjunto de regulaciones, la Comunicación "A" 7953, conforme sus posteriores modificaciones y complementos por las comunicaciones del BCRA (el "Régimen Cambiario").

El BCRA solicitó a la CNV implementar medidas alineadas para evitar prácticas y operaciones elusivas. En este sentido, la CNV, en línea con lo establecido en el artículo 3 del Decreto 609, estableció diversas medidas para evitar dichas prácticas y operaciones elusivas.

En el siguiente cuadro se exponen los tipos de cambio anuales bajos, altos, promedio y de cierre del período para los períodos indicados, expresados en pesos nominales por dólar estadounidense, con base en los tipos de cambio cotizados por el BCRA (fuente: BCRA (Comunicación "A" 3.500). El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa una tasa de compra para el peso argentino.

	Mínimo	Máximo	Promedio ⁽¹⁾	Cierre del período
	<i>(pesos por US\$)</i>			
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
2018	18,42	40,90	29,32	37,81
2019	37,04	60,00	49,23	59,90
2020	59,82	84,15	71,61	84,15
2021	84,70	102,75	95,80	102,75
2022	103,04	177,13	133,55	177,13
2023	178,14	808,48	317,16	808,48
Mes				
Enero 2024	810,65	826,25	818,34	826,25
Febrero 2024	826,90	842,20	834,55	842,20

⁽¹⁾ Calculado utilizando el promedio de los tipos de cambio del último día de cada mes durante el período (para períodos anuales) y el promedio de las tasas de cambio de cada día durante el período (para períodos mensuales).

Lo anterior no puede entenderse como una declaración que los montos en pesos han sido o pudieran haber sido convertidos, o que podrían convertirse a importes en dólares a los tipos de cambio antes mencionados en ninguna de las fechas indicadas.

Disposiciones específicas para los ingresos por el mercado de cambios

Ingreso y liquidación del producido de las exportaciones de bienes a través del mercado de cambios.

El producido de las exportaciones de bienes debe ser ingresado y liquidado en pesos a través del mercado de cambios en un plazo determinado para el bien de que se trate. Independientemente de estos plazos máximos de liquidación, el Régimen Cambiario estableció además que los pagos por exportaciones deben ser ingresados y liquidados a través del mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles siguientes a su pago.

Debe mencionarse que mediante el Decreto 28/2023 publicado el 13 de diciembre de 2023 mediante el cual se establece lo siguiente: (i) el contravalor de la exportación de las prestaciones de servicios comprendidas en el inciso c) del apartado 2 del artículo 10 de la Ley N° 22.415 (Código Aduanero) y sus modificaciones (que refiere a las prestaciones de servicios realizadas en el país, cuya utilización o explotación efectiva se lleve a cabo en el exterior); y (ii) el contravalor de la exportación de las mercaderías comprendidas en la Nomenclatura Común del MERCOSUR (N.C.M.), incluidos los supuestos de prefinanciación y/o postfinanciación de exportaciones del exterior o un anticipo de liquidación; deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse, un 80% a través del Mercado Libre de Cambios (MLC), debiendo el exportador, por el 20 % restante, concretar operaciones de compraventa con valores negociables adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local.

En el caso de fondos recibidos o acreditados en el exterior, se considerará cumplido el depósito y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales que debitan las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país. Existen algunas excepciones a la obligación de liquidación a través del mercado de cambios, incluyendo, sin que implique limitación: (i) los cobros de exportadores que se encuentren dentro del Régimen de Fomento para las Exportaciones de la Economía del Conocimiento (establecido por el Decreto N°679/22) y (ii) ciertos cobros de exportaciones de servicios de personas humanas, según lo establecido por el punto 2.2.2.1. del Texto Ordenado. Los montos cobrados en moneda extranjera por concepto de siniestros relacionados con los bienes exportados también deben ser ingresados y liquidados en pesos en el mercado de cambios, hasta el monto de los bienes exportados asegurados.

El exportador debe designar a una entidad financiera para el seguimiento de cada transacción de exportación. La obligación de ingreso y liquidación de divisas a través del mercado de cambios correspondiente a un permiso de embarque se considerará satisfecho cuando la entidad designada para el seguimiento certifique que se ha producido el ingreso y la liquidación.

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

Respecto de los cobros locales por exportaciones del régimen de ranchos a medios de transporte de bandera extranjera se considerará que se cumple total o parcialmente con el seguimiento del permiso de embarque, por un monto equivalente al pagado localmente en pesos y/o en moneda extranjera al exportador por un agente local propietario del medio de transporte de bandera extranjera, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

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

La entidad emisora de la mencionada certificación deberá previamente verificar el cumplimiento de todos los requisitos establecidos por la normativa cambiaria para el acceso al mercado de cambios, con excepción de lo previsto en el Punto 3.16.1 del Régimen, y contar con una declaración jurada del referido agente local en la que conste que no ha transferido ni transferirá fondos al exterior por la parte proporcional de las operaciones comprendidas en la certificación.

- (iii) En caso de que los montos hayan sido percibidos en el país en moneda extranjera, la entidad cuenta con la certificación de liquidación de los fondos en el mercado de cambios.

El agente local de la empresa propietaria del medio de transporte de bandera extranjera no deberá haber utilizado este mecanismo por un monto superior a US\$ 2.000.000 en el mes calendario que se imputa.

Obligación de ingresar las divisas procedentes de las exportaciones de servicios

Los pagos recibidos por la prestación de servicios por parte de residentes a no residentes deben ser ingresados y liquidados a través del mercado de cambios en un plazo no superior a 5 días hábiles a partir de la fecha de su percepción en el exterior o en el país o de su acreditación en cuentas del exterior.

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

También le resulta aplicable a los cobros de exportaciones de servicios lo dispuesto en el Decreto 28/2023 publicado el 13 de diciembre de 2023 mediante el cual se establece lo siguiente: (i) el contravalor de la exportación de las prestaciones de servicios comprendidas en el inciso c) del apartado 2 del artículo 10 de la Ley N° 22.415 (Código Aduanero) y sus modificaciones (que refiere a las prestaciones de servicios realizadas en el país, cuya utilización o explotación efectiva se lleve a cabo en el exterior); y (ii) el contravalor de la exportación de las mercaderías comprendidas en la Nomenclatura Común del MERCOSUR (N.C.M.), incluidos los supuestos de prefinanciación y/o postfinanciación de exportaciones del exterior o un anticipo de liquidación; deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse, un 80% a través del Mercado Libre de Cambios (MLC), debiendo el exportador, por el 20 % restante, concretar operaciones de compraventa con valores negociables adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local.

Aplicación de los ingresos de las exportaciones

El Régimen Cambiario autoriza la aplicación de los ingresos de las exportaciones al reembolso de (i) financiaciones previas a la exportación y financiaciones a la exportación otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales, (ii) financiaciones previas a la exportación y

anticipos a la exportación liquidados en el mercado de cambios, siempre que las operaciones correspondientes hayan sido celebradas a través de escrituras públicas o registros públicos, (iii) endeudamiento financiero en virtud de contratos celebrados con anterioridad al 31 de agosto de 2019 que prevean la cancelación de los mismos a través de la aplicación en el exterior de los fondos de exportación; (iv) otros endeudamientos financieros del exterior sujetos a ciertos requisitos según lo establecido en los Puntos 7.9 y 7.10 del Régimen Cambiario; (v) anticipos, prefinanciaciones y postfinanciaciones del exterior con liquidación parcial en virtud de lo dispuesto por los Decretos N° 492/23, N° 549/23, N° 597/23 y N°28/2023. Asimismo, permite mantener los ingresos de exportación en el exterior para garantizar el pago de nuevos endeudamientos, siempre que se cumplan ciertos requisitos.

Endeudamientos financieros con el exterior

De acuerdo con el Punto 2.4 del Régimen Cambiario para que los deudores residentes puedan acceder al mercado de cambios para pagar el endeudamiento financiero con el exterior desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019, el producto del préstamo debe haber sido liquidado a través del mercado de cambios y la operación debe haber sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. En consecuencia, aunque la liquidación del producto del préstamo no es obligatoria, el hecho de no liquidarlo impedirá el acceso futuro al mercado de cambios a efectos de reembolso.

El acceso al mercado de cambios para realizar dichos pagos con más de 3 días de antelación a la fecha de vencimiento se encuentra, por regla general, sujeto a la autorización previa del BCRA. Los pagos anticipados realizados con fondos provenientes de nuevos préstamos extranjeros debidamente liquidados o en relación con los procesos de refinanciación de deudas o de gestión de pasivos pueden estar exentos de dicha autorización previa del BCRA en la medida en que cumplan con varios requisitos según lo establecido en el Punto 3.5 del Régimen Cambiario.

Hasta el 31 de diciembre de 2024, se requiere la conformidad previa del BCRA para que los residentes locales puedan acceder al mercado de cambios para realizar pagos de capital e intereses en virtud del endeudamiento financiero transfronterizo con partes vinculadas. Ciertas excepciones específicas resultan aplicables, y se encuentran incluidas en el punto 3.5.6. del Texto Ordenado.

Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de cambios

Requisitos generales

Como regla general, y de forma complementaria a las reglas específicas de cada operación para el acceso, ciertos requisitos generales deben ser cumplidos por una empresa o individuo local para acceder al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera o su transferencia al exterior (es decir, pagos de importaciones y otras compras de bienes en el exterior; pago de servicios prestados por no residentes; distribución de utilidades y dividendos; pago de capital e intereses de endeudamiento externo; pagos de intereses de deudas para la importación de bienes y servicios, entre otros) sin requerir conformidad previa del BCRA. En tal sentido, la empresa o individuo local deberá presentar una declaración jurada en la que:

(a) Se deje constancia que (i) al momento del acceso al mercado de cambios la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras, y (ii) al inicio del día en que solicita el acceso al mercado de cambios no posee certificados de depósito argentinos (“CEDEARs”) representativos de acciones extranjeras y/o activos externos líquidos disponibles que conjuntamente tengan un valor superior a US\$ 100.000

(se excluye de este límite a los fondos depositados en el exterior que constituyen fondos de reserva o garantía bajo contratos de deuda con el exterior, o fondos otorgados como garantía de derivados concertados en el exterior). Si el cliente es un gobierno local, también deberán contabilizarse hasta el 31 de diciembre de 2024 las tenencias de moneda extranjera que tenga depositadas en entidades financieras locales. Son considerados “activos externos líquidos” a estos efectos, las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera. Por el contrario, no deben considerarse activos externos líquidos disponibles a aquellos fondos depositados en el exterior que no pudiesen ser utilizados por el cliente por tratarse de fondos de reserva o de garantía constituidos en virtud de las exigencias previstas en contratos de endeudamiento con el exterior o de fondos constituidos como garantía de operaciones con derivados concertadas en el exterior. En el caso de que el cliente fuese un gobierno local y excediese el monto límite establecido, la entidad también podrá aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia de que tal exceso se utilizó para realizar pagos por el mercado de cambios a través de operaciones de canje y/o arbitraje con los fondos depositados.

(b) Se comprometa a liquidar en el mercado de cambios, dentro de los 5 días hábiles de su puesta a disposición, los fondos que reciba en el exterior por el cobro de préstamos otorgados a terceros, de depósitos a plazo, o de la venta de cualquier tipo de activo, en la medida en que el activo objeto de la venta hubiera sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

(c) Deje constancia que en la fecha de acceso al mercado de cambios y en los 90 días corridos anteriores en el caso de títulos valores emitidos con la legislación argentina y en los 180 días corridos anteriores en el caso de operaciones que no se realicen con títulos valores emitidos con legislación argentina: (i) no concertó ventas en el país de títulos valores con liquidación en moneda extranjera, (ii) no realizó canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos, (iii) no realizó transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior, (iv) no adquirió en el país títulos valores emitidos por no residentes con liquidación en pesos, (v) no adquirió CEDEARs representativos de acciones extranjeras, (vi) no adquirió títulos valores representativos de deuda privada emitida en jurisdicción extranjera, y (vii) no entregó fondos en moneda local ni otros activos locales (excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales) a ninguna persona (sea humana o jurídica, residente o no residente, vinculada o no), recibiendo como contraprestación previa o posterior, de manera directa o indirecta, por sí misma o a través de una entidad vinculada, controlada o controlante, activos externos, criptoactivos o títulos valores depositados en el exterior.

(d) Se comprometa a no concertar tales ninguna de las transacciones descriptas en el apartado (c) más arriba a partir del momento en que solicita el acceso al mercado de cambios y durante los 90 días corridos siguientes en el caso de títulos valores emitidos bajo legislación argentina y por los 180 días corridos subsiguientes en el caso de operaciones que no se realicen con títulos valores emitidos con legislación argentina.

(e) El Punto 3.16.3 del Régimen Cambiario agrega que, en caso de que el cliente que solicita acceso al mercado de cambios sea una persona jurídica, para que la operación no quede comprendida por el requisito de conformidad previa del BCRA deberá presentar ante la entidad financiera correspondiente:

(a) una declaración jurada dejando constancia de que en el plazo previsto en el punto 3.16.3.4. (180 días antes de acceder al Mercado de Cambios) no ha entregado en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos -excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales- a ninguna persona humana o jurídica, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales en el marco del desarrollo de su actividad (esta declaración jurada se denominará “Declaración Jurada - Sección 1”); o bien

(b)(i) tal y como establece la sección 3.16.3.3. de las Normas de Exterior y Cambios, una declaración jurada en la que conste: “el detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente y de otras personas jurídicas con las que integra un mismo grupo económico” ...Para determinar la existencia de una relación de control directo, deberán considerarse los tipos de relaciones descritos en el punto 1.2.2.1 de las normas sobre “Grandes exposiciones al riesgo de crédito” deben considerarse... Las empresas que compartan una relación de control del tipo definido en los puntos 1.2.1.1 y 1.2.2.1 de las normas sobre “Grandes exposiciones al riesgo de crédito” deben considerarse miembros del mismo “grupo económico” (la “Declaración Jurada de Descripción del Grupo Económico”); y

(b)(ii) que en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 180 (ciento ochenta) días corridos anteriores no ha entregado en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos -excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales-, a ninguna persona humana o jurídica que ejerza una relación de control directo sobre ella, o a otras empresas con las que **integre** un mismo grupo económico, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios (la “Declaración Jurada de No Entrega de Pesos al Grupo Económico”). Asimismo, establece que “en el caso de las personas humanas o jurídicas que ejerzan una relación de control directo, el plazo de 180 días corridos solo será aplicable para las entregas realizadas a partir del 21.4.23, rigiendo el plazo de 90 días corridos para las entregas efectuadas con anterioridad a esa fecha. En tanto que para las personas jurídicas que integren el mismo grupo económico pero que no ejercían una relación de control directo sobre el cliente al 11.5.23, lo previsto será aplicable solo por las entregas efectuadas a partir del 12.5.23”.

(c) Lo indicado en el punto 3.16.3.4. (tal y como se detalla en el apartado (b)(ii) anterior) podrá ser considerado cumplido, en el caso de que el cliente que pretende acceder haya presentado:

(c)(x) una declaración jurada rubricada por cada persona humana o jurídica detallada en el punto 3.16.3.3. a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en el punto 3.16.3.4., dejando constancia de lo exigido en los puntos 3.16.3.1., 3.16.3.2. y 3.16.3.4.; o bien

(c) (y) una declaración jurada de cada persona humana o jurídica declarada en la **declaración jurada** indicada en el punto 3.16.3.3. (es decir, todos los Controlantes Directos y los miembros declarados del Grupo Económico), dejando constancia de lo dispuesto en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Texto Ordenado de Exterior y Cambios (nos referiremos a esta declaración jurada como la “Declaración Jurada del Grupo Económico”); o bien

(c) (z) una declaración de cada una de las personas humanas o jurídicas declaradas en la declaración jurada indicada en el punto 3.16.3.3. (esto es, todos los Controlantes Directos y los integrantes declarados del Grupo Económico), en la que se deje constancia de que, “en el plazo previsto en el punto 3.16.3.4., no ha recibido en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos -excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras

locales-, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios, que hayan provenído del cliente o de alguna persona detallada en el punto 3.16.3.3. a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en el punto 3.16.3.4.”.

Finalmente, el Punto 3.16.4 del Régimen Cambiario establece que las entidades requerirán la conformidad previa del BCRA para dar acceso al mercado de cambios a las personas humanas o jurídicas incluidas por la AFIP en la base de datos de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos por dicho organismo. Este requisito no resultará de aplicación para el acceso al mercado para las cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra.

Pago de las importaciones

El Punto 3.1 del Régimen Cambiario permite el acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes, estableciendo diferentes condiciones según se trate de pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero, o de pagos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente. A su vez, dispone el restablecimiento del sistema de seguimiento de pago de importaciones “SEPAIMPO” a los efectos de monitorear los pagos de importaciones, las financiaciones de importaciones y la demostración del ingreso de los bienes al país.

Asimismo, el importador local debe designar una entidad financiera local para actuar como banco de seguimiento, que será el responsable de verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, incluyendo, entre otros, la liquidación de financiaciones de importación y el ingreso de los bienes importados.

La Comunicación “A” 7917 emitida el 13 de diciembre de 2023, luego modificada por la Comunicación “A” 7953 de fecha 26 de enero de 2024, modificó sustancialmente el régimen de acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios. Dicha Comunicación estableció en cuanto al acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes, lo siguiente, con vigencia a partir del 13 de diciembre de 2023:

I. Pagos de importaciones de bienes con registro de Ingreso Aduanero a partir del 13.12.23.

1.2. Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos diferidos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13.12.23, cuando adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, se verifique que el pago respeta el cronograma que se presenta a continuación según tipo de bien:

i) desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: a) aceites de petróleo o mineral bituminoso, sus preparaciones y sus residuos (subcapítulos 2709, 2710 y 2713 de la NCM) o b) gases de petróleo y demás hidrocarburos gaseosos (subcapítulo 2711 de la NCM). c) hulla bituminosa sin aglomerar (posición arancelaria 2701.12.00 de la NCM), cuando la importación sea concretada por una central de generación eléctrica. d) energía eléctrica (posición arancelaria 2716.00.00 de la NCM).

ii) desde los 30 (treinta) días corridos desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: a) productos farmacéuticos y/o insumos utilizados en la elaboración local de los mismos, otros bienes relacionados con la atención de la salud o alimentos para el consumo humano alcanzados por lo dispuesto por el artículo 155 Tris del Código Alimentario Argentino, cuyas posiciones arancelarias según la Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM) se encuentran detalladas en el punto 12.3. de las normas de "Exterior y cambios". La entidad deberá contar con la declaración jurada del importador dejando constancia de que los bienes serán destinados a los fines previstos en este punto; b) fertilizantes y/o productos fitosanitarios y/o insumos que pueden ser destinados a su elaboración local, cuyas posiciones se encuentran detalladas en el punto 12.2. de las normas de "Exterior y cambios". La entidad deberá contar con la declaración jurada del importador dejando constancia de que los bienes serán destinados a los fines previstos en este punto.

iii) desde los 180 (ciento ochenta) días corridos desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: a) automotores terminados (subcapítulo 8703 de la NCM). b) aquellos que correspondan a las posiciones arancelarias detalladas en el punto 12.1. de las normas de "Exterior y cambios" que no se encuentren contempladas en puntos precedentes, independientemente de su valor FOB unitario.

iv) para los restantes bienes, el pago de su valor FOB podrá ser realizado en los siguientes plazos contados desde el registro de ingreso aduanero de los bienes:

- a) un 25% desde los 30 (treinta) días corridos.
- b) un 25% adicional desde los 60 (sesenta) días corridos.
- c) otro 25% adicional desde los 90 (noventa) días corridos.
- d) el restante 25% desde los 120 (ciento veinte) días corridos.

v) Los fletes y seguros que formen parte de la condición de compra pactada con el vendedor podrán ser abonados totalmente a partir de la primera fecha en que el importador tenga acceso en virtud de los bienes comprendidos.

1.3. Las entidades también podrán dar acceso al mercado de cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos diferidos de nuevas importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13.12.23 antes de los plazos previstos en el punto 1.2. cuando, adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 3 de las normas de "Exterior y Cambios".

1.4. El acceso al mercado de cambios para realizar pagos con registro aduanero pendiente requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 3 de la Comunicación.

II. Pagos de importaciones con registro de ingreso aduanero pendiente o antes de los plazos

previstos en los puntos precedentes.

2. La norma permite el acceso al mercado de cambios para cursar pagos con registro de ingreso aduanero pendiente o pagos diferidos antes de los plazos previstos en el punto 1.2., cuando se verifiquen los restantes requisitos aplicables, únicamente en caso de financiaciones, nuevas liquidaciones de prefinanciaciones o anticipos o bajo beneficios específicos.

III. Stock de deuda. Importaciones de Bienes:

El acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones por bienes cuyo registro de ingreso aduanero se produjo hasta el 12.12.23, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando sean operaciones financiadas por entidades financieras o agencias oficiales de crédito u organismos internacionales; entre otras situaciones.

La Comunicación “A” 7.917 también dispone que el acceso a las entidades financieras para cancelar obligaciones derivadas de cartas de crédito o letras avaladas emitidas u otorgadas a partir del 13 de diciembre de 2023, en el marco de una importación en la que sea requisito contar con una declaración SIRA estará condicionado a que la entidad cuente con documentación que demuestre, a la fecha de emisión u otorgamiento, la operación garantizada era compatible con los plazos y condiciones previstos en los puntos 1.2. y 2.2. de la presente.

Pago de deudas con el exterior por la importación de bienes y/o por servicios efectivamente prestados y/o devengados

El 22 de diciembre de 2023 el BCRA emitió la Comunicación “A” 7925 mediante la cual establece los requisitos para que los importadores que tengan deudas pendientes con el exterior por la importación de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023 y/o por servicios efectivamente prestados y/o devengados hasta esa fecha (el “Stock de Deuda de Importaciones”), puedan suscribir Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre (“BOPREAL”).

Los importadores de bienes podrán suscribir los BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por sus importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023 inclusive. El monto de los BOPREAL que los importadores podrán suscribir se ajustará al monto pendiente de pago registrado en el sistema de SEPAIMPO del BCRA. Por su parte, los importadores de servicios devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, también podrán suscribir los BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por esas operaciones. Los importadores de bienes y servicios que, con anterioridad al 31 de enero de 2024, suscriban la serie ofrecido (vencimiento en 2027), y por un monto igual o mayor al 50% del monto pendiente del Stock de Deuda de Importaciones, podrán acceder al mercado de cambios desde el 1 de febrero de 2024 para pagar el Stock de Deuda de Importaciones por el equivalente al 5% del monto suscripto de dicha especie.

Asimismo, se autoriza el acceso al mercado de cambios para el pago del Stock de Deuda de Importaciones mediante la realización de un canje y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta bancaria local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los BOPREAL.

Los importadores que suscriban BOPREAL podrán venderlos con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior o transferirlos a depositarios en el exterior, por hasta el monto adquirido en la suscripción primaria sin que ello limite su capacidad de acceder al mercado de cambios. Asimismo, por Comunicación "A" 7935 se estableció que quienes hubieran suscripto BOPREAL en licitación primaria podrán realizar, a partir del 01.04.24, operaciones de ventas de títulos contra moneda extranjera por la diferencia entre el valor nominal licitado y el precio de venta en el mercado secundario obtenido por la venta de BOPREAL, sin violar las declaraciones juradas establecidas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Texto Ordenado de Exterior y Cambios.

Pago de servicios prestados por no residentes

En virtud del Punto 3.2 del Régimen Cambiario las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para cursar pagos de servicios prestados por no residentes en la medida que cuenten con documentación que permita avalar la existencia del servicio.

En el caso de deudas comerciales por servicios el acceso se produce a partir de la fecha de vencimiento, en la medida que se verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".

La Comunicación "A" 7953 emitida el 26 de enero de 2024, modificó sustancialmente el régimen de acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios. Dicha Comunicación estableció en cuanto al acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de servicios, lo siguiente, con vigencia a partir del 13 de diciembre de 2023:

I. Acceso al mercado de cambios para el pago de servicios:

Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para cursar pagos de servicios prestados o que vayan a prestarse al 13 de diciembre de 2023 por no residentes, en la medida que se verifiquen los restantes requisitos normativos aplicables, cuando:

i) el pago corresponde a una operación que encuadra en los siguientes códigos de concepto:

S03. Servicios de transporte de pasajeros.

S06. Viajes (excluidas las operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos).

S23. Servicios audiovisuales.

S25. Servicios del gobierno.

S26. Servicios de salud por empresas de asistencia al viajero.

S27. Otros servicios de salud.

S29. Operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos.

ii) los gastos que abonen a entidades financieras del exterior por su operatoria habitual.

iii) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto "S30. Servicios de fletes por operaciones de importaciones de bienes" y se concrete una vez transcurrido, desde la fecha de prestación del servicio, un plazo equivalente al cual podría comenzar a pagarse el bien transportado según lo dispuesto en el punto 10.10.1.

iv) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto "S24. Otros servicios personales, culturales y recreativos" y se concreta una vez transcurrido un plazo de 90 (noventa) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.

v) el pago corresponde a una operación que corresponde a un servicio no comprendido en los puntos 13.2.1 a 13.2.4. y prestado por una contraparte no vinculada al residente a partir del 13.12.23 y se concreta una vez transcurrido un plazo de 30 (treinta) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.

vi) el pago corresponde a una operación que corresponde a un servicio no comprendido en los puntos 13.2.1 a 13.2.4. y prestado por una contraparte vinculada al residente y el pago se concreta una vez transcurrido un plazo de 180 (ciento ochenta) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.

II. Stock de deuda de Importaciones de Servicios.

Será admisible el acceso al mercado de cambios para pagos por servicios de no residentes prestados y/o devengados a partir del 12.12.23, con antelación a los plazos previstos en los puntos 13.2.3. a 13.2.6, cuando, además de los demás requisitos aplicables, se verifiquen las siguientes situaciones:

i) Que el cliente acceda al mercado de cambios con fondos originados en una financiación de importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local con cargo a una línea de crédito del exterior, en la medida en que los plazos de vencimiento y los montos de capital a pagar de la financiación otorgada sean compatibles con los previstos en el punto 13.2.

Si la concesión de la financiación es anterior a la fecha de prestación o devengo del servicio, los plazos previstos en el ítem 13.2. se computarán a partir de la fecha estimada de prestación o devengo, más 15 (quince) días corridos.

ii) Que el cliente tenga acceso al mercado de cambios en forma simultánea a la liquidación de fondos por adelantos o prefinanciaciones de exportaciones del exterior o prefinanciaciones de exportaciones otorgadas por entidades financieras locales con fondeo en líneas de crédito del exterior, en la medida que se cumpla con lo estipulado en el punto 13.3.1. respecto de los plazos de vencimiento y los montos de capital a pagar por la financiación.

iii) Que el cliente acceda al mercado de cambios simultáneamente con la liquidación de fondos originados en un endeudamiento financiero en el exterior, en la medida en que se cumpla con lo dispuesto en la Sección 13.3.1. en cuanto a plazos de vencimiento y montos de capital a pagar por la financiación.

La porción del endeudamiento financiero con el exterior que se utilice en virtud de lo dispuesto en este punto no podrá computarse a los efectos de otros mecanismos específicos que posibiliten el acceso al mercado de cambios a partir del ingreso y/o liquidación de este tipo de operaciones.

iv) En el caso que el pago por importación de servicios se realice en el marco del mecanismo previsto en el punto 7.11.

v) El cliente cuente con una "Certificación para los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/22)" emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17.

vi) El pago corresponde a operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 12 de diciembre de 2023, por entidades financieras locales o del exterior.

vii) El pago corresponda a operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 12 de diciembre de 2023, por organismos internacionales y/o agencias oficiales de crédito.

III. Pagos de servicios al exterior antes de los plazos previstos.

Se requerirá la aprobación previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para efectuar pagos por servicios prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, salvo que además de los demás requisitos aplicables, la entidad verifique los ítems 13.4.1. a 13.4.8.

Endeudamiento financiero con el exterior

Tal y como se ha comentado anteriormente, para que los deudores residentes puedan acceder al mercado de cambios para cancelar el endeudamiento financiero con el exterior desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019, es necesario que el producto del préstamo se haya liquidado a través del mercado de cambios y que la operación haya sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.

Repago de la deuda en moneda extranjera entre residentes

Se prohíbe el acceso al mercado de cambios para el repago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, contraídas a partir del 1 de septiembre de 2019.

Sin embargo, establece como excepciones la cancelación a partir de su vencimiento de capital e intereses de:

- Financiación en moneda extranjera concedida por entidades financieras locales (incluidos los pagos por consumo en moneda extranjera a través de tarjetas de crédito).
- Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas a través de registros públicos o escrituras en o antes del 30 de agosto de 2019.
- Las emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 1 de septiembre de 2019, con el objeto de refinanciar obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas a través de registros o escrituras públicas antes del 30 de agosto de 2019, y que supongan un aumento de la vida promedio de las obligaciones.
- El pago, al vencimiento, de los servicios de capital e intereses de las nuevas emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019, con registro público en el país, denominadas y pagaderas en moneda extranjera en el país, en la medida que: (i) estén denominados y suscritos en moneda extranjera, (ii) los respectivos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera y (iii) la totalidad de los fondos obtenidos con la emisión se liquiden a través del mercado de cambios.
- Las emisiones realizadas entre del 9 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023 de títulos de deuda con registro público en el país con una vida promedio no inferior a dos años, denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera

en el país, que hayan sido entregados a acreedores de endeudamiento financiero y/o títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera con vencimientos entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023, que hayan sido entregados a acreedores como parte de los parámetros de refinanciación exigidos oportunamente en el punto 3.17 del Régimen Cambiario, siguiendo los requisitos del punto 3.6.1.4.

- Las emisiones realizadas a partir del 7 de enero de 2021 de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida en que hayan sido entregados a acreedores para refinanciar deudas preexistentes con extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto del capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida en que los nuevos títulos de deuda no venzan antes de 2023, el importe equivalente a los intereses que se devengarían hasta el 31 de diciembre de 2022 sobre el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o sobre los intereses que se devengarían sobre las cantidades así refinanciadas.
- Las emisiones de títulos de deudas con registro público en el país que quedaron encuadradas en el punto 7.11.1.5., en la medida que se demuestre el registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente a la financiación recibida.

Pagos de capital en virtud de deudas con contrapartes vinculadas hasta el 31 de diciembre de 2024

Se requiere la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para realizar pagos al exterior de capital e intereses de deudas financieras cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor. Este requisito es aplicable hasta el 31 de diciembre de 2024, de acuerdo con el Punto 3.5.6 del Régimen Cambiario. Asimismo, las deudas comprendidas en este punto continuarán sujetas a la conformidad previa aún cuando existiese una modificación del acreedor o del deudor que conlleve a que ya no exista una vinculación entre el acreedor y el deudor residente.

La conformidad previa del BCRA no será requerida cuando (i) se trate de operaciones propias de las instituciones financieras locales; (ii) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior que tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años y los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020; (iii) se trate de un endeudamiento financiero en el exterior que cumpla la totalidad de las siguientes condiciones: (a) el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024 establecido en el art. 2° del Decreto N°892/20; (b) los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020; (c) el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años. Asimismo, la mencionada conformidad tampoco resultará de aplicación cuando (i) el cliente cuente con una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" para los años 2021 y 2023, emitida en el marco de lo dispuesto en el Punto 3.18. del Régimen Cambiario por el equivalente del monto de capital que se abona; (ii) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior con una vida promedio no inferior a dos años, liquidada entre el 21 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023, y que fue originalmente utilizado para pagar deudas comerciales por la importación de bienes y servicios y que originó la emisión de una Certificación de ingreso de nuevo endeudamiento financiero con el exterior en el marco del punto 3.19; (iii) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior con una vida promedio no inferior a dos años, liquidada entre el 21 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023, originado en una refinanciación con el propio acreedor de deudas comerciales por la

importación de bienes y servicios encuadrada en el marco de lo dispuesto en el punto 3.20. La entidad deberá contar con una certificación de acceso al mercado de cambios emitida dentro de los 5 (cinco) días hábiles anteriores, por la entidad que se inscribió ante el BCRA dentro del código de concepto P17. Registro de refinanciación de deuda comercial en el punto 20 de la Comunicación "A" 7626"; (iv) el cliente cuente con una Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural, emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17, por el equivalente del monto de capital que se abona; y(v) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior comprendido en el mecanismo del punto 7.11. y la fecha de acceso sea consistente con las condiciones requeridas para encuadrar en tal mecanismo.

El punto 3.5.4 del Régimen Cambiario establece que, en tanto continúe vigente el requisito de obtener conformidad previa para acceder al mercado cambiario para pagar, al vencimiento, el capital e intereses de endeudamiento financiero externo, dicho requisito no será aplicable cuando el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el Plan de promoción de la producción del gas natural argentino - Esquema de oferta y demanda 2020-2024” establecido en el artículo 2° del Decreto N° 892/20 (“PLAN GAS”); cuando los fondos hayan sido ingresados y liquidados a través del mercado cambiario a partir del 16 de noviembre de 2020 y la vida promedio del endeudamiento no es menor a 2 años.

Acceso al mercado de cambios para el pago de nuevas emisiones de títulos de deuda

Acceso al mercado de cambios para el pago del capital y los servicios de los títulos de deuda denominados y registrados públicamente en el exterior cuando el deudor haya liquidado a través del mercado de cambios un importe equivalente al valor nominal del endeudamiento en el exterior.

Se considerará cumplido el citado requisito para la porción de títulos de deuda registrados públicamente en el exterior emitidos a partir del 7 de enero de 2021, destinados a refinanciar deuda preexistente mediante la ampliación de su vida promedio, por un importe equivalente al capital refinanciado, y siempre que los nuevos títulos no tengan un calendario de vencimientos del capital dentro de 2 años, por los intereses devengados hasta la fecha de la refinanciación y, los intereses que se devengarían durante los dos primeros años por el endeudamiento refinanciado y/o por el aplazamiento del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían por las cantidades refinanciadas.

Títulos debidamente registrados que están denominados y son pagaderos en moneda extranjera en Argentina

De acuerdo con el Punto 2.5 del Régimen Cambiario, los emisores de deuda residentes tendrán acceso al mercado cambiario para el pago al vencimiento del capital y los intereses de las emisiones de títulos de deuda debidamente registradas que estén denominadas y sean pagaderas en moneda extranjera en Argentina, en la medida en que (i) estén totalmente suscritas en moneda extranjera, y (ii) siempre que el producto de la emisión se liquide previamente a través del mercado cambiario.

Acceso de los no residentes al mercado de cambios

De acuerdo con el Punto 3.13 del Régimen Cambiario, se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de los no residentes para la compra de moneda extranjera, con excepción de las siguientes operaciones (i) organismos e instituciones internacionales que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación, (ii) representaciones diplomáticas y personal consular y diplomático acreditado en el país para las

transferencias que realicen en el ejercicio de sus funciones, (iii) representantes de tribunales, autoridades u oficinas, misiones especiales, comisiones u organismos bilaterales establecidos por Tratados o Acuerdos Internacionales, en los que la República Argentina sea parte, en la medida que las transferencias se realicen en el ejercicio de sus funciones, (iv) transferencias al exterior a nombre de personas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones pagadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social (“ANSES”), por hasta el monto pagado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se realice a una cuenta bancaria de propiedad del beneficiario en su país de residencia registrado, (v) compra de moneda extranjera (en efectivo) por parte de personas no residentes para gastos de turismo y viajes, hasta un monto máximo de US\$ 100, en la medida que la entidad financiera pueda verificar en el sistema online implementado por el BCRA que el cliente ha liquidado un monto igual o superior a la suma a comprar dentro de los 90 días anteriores a la operación; (vi) las transferencias a cuentas bancarias *offshore* de personas que sean beneficiarias de pensiones otorgadas por el Estado Nacional de acuerdo con las Leyes Nros. 24.043, 24.411, 25.914 y complementarias; y (vii) repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controladoras de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado a través del mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020 y la repatriación tenga lugar al menos dos años después de su ingreso.

Acceso al mercado de cambios para fines de ahorro o inversión de los particulares

De acuerdo con el Punto 3.8 del Régimen Cambiario, los residentes argentinos pueden acceder al mercado de cambios con fines de formación de activos en el exterior, asistencia familiar y para operaciones con derivados (con algunas excepciones expresamente establecidas) por hasta US\$ 200 (a través de débitos en cuentas bancarias locales) o US\$ 100 (en efectivo) por persona por mes a través de todas las entidades de cambio autorizadas. Si el acceso implica una transferencia de los fondos al exterior, la cuenta de destino debe ser una cuenta de propiedad de la misma persona.

En todos los casos, se aplican los requisitos generales detallados en el punto “–Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de cambios–Requisitos generales”.

Las compras en pesos realizadas en el exterior con tarjeta de débito y los montos en moneda extranjera adquiridos por personas humanas en el Mercado de Cambios a partir del 1 de septiembre de 2020, para el pago de obligaciones entre residentes en el marco del Punto 3.6 del Régimen Cambiario, incluyendo los pagos por compras con tarjeta de crédito en moneda extranjera, se deducirán, a partir del mes calendario siguiente, del cupo mensual de US\$ 200. Si el importe de dichas compras supera la cuota disponible para el mes siguiente o dicha cuota ya ha sido absorbida por otras compras realizadas desde el 1 de septiembre de 2020, dicha deducción se realizará de las cuotas de los meses siguientes hasta completar el importe de dichas compras.

La entidad correspondiente verificará en el sistema en línea implementado por el BCRA si la persona no ha alcanzado los límites fijados para el mes calendario correspondiente o no los ha superado en el mes calendario anterior y, por lo tanto, está habilitada para realizar la operación de cambio, y solicitará al cliente que presente una declaración jurada en la que conste que dicha persona no es beneficiaria de ningún “Créditos a tasa cero” contemplado en el artículo 9 del Decreto N° 332/2020 y sus modificatorias, “Créditos a tasa subsidiada para empresas” y/o “Créditos a tasa cero cultura”.

Adicionalmente, se destaca que mediante la Comunicación “A” 7.606 el BCRA estableció que las personas usuarias de los servicios públicos que solicitaron y obtuvieron el subsidio en las tarifas

derivadas del suministro de gas natural por red y/o energía eléctrica, como así también aquellas que lo hubieran obtenido de manera automática, y las que mantengan el subsidio en las tarifas de agua potable, no podrán mientras mantengan el mencionado beneficio: (i) acceder al mercado de cambios para realizar compras de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, en los términos del Punto 3.8. de las normas sobre "Exterior y cambios"; ni (ii) realizar las operaciones enunciadas en el Punto 4.3.2. de las normas de "Exterior y cambios".

Finalmente, a través de la Comunicación "A" 7.609 el BCRA estableció, con vigencia a partir del 20 de septiembre de 2022, que los clientes personas jurídicas residentes en el país dedicados a la actividad agrícola que vendan mercaderías en el marco del Decreto N° 576/2022 a quien realice su exportación en forma directa o como resultante de un proceso productivo realizado en el no podrán: (i) acceder al mercado de cambios para realizar compras de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, en los términos del Punto 3.8. de las normas sobre "Exterior y cambios"; ni (ii) realizar las operaciones enunciadas en el Punto 4.3.2. de las normas de "Exterior y cambios". Estas últimas disposiciones no resultan aplicables a las personas humanas. Con fecha 22 de febrero de 2024, en virtud de la Comunicación "A" 7968, se dejó sin efecto el punto 4.3.2.7. del texto ordenado de las normas de "*Exterior y cambios*", que establecía que no pueden realizar las operaciones enunciadas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del citado ordenamiento aquellas personas jurídicas residentes dedicadas a la actividad agrícola que vendieron mercaderías en el marco del Decreto N° 576/22.

Acceso al mercado de cambios por parte de otros residentes -excluidas las entidades- para la formación de activos extranjeros y para las operaciones de derivados

De acuerdo con el Punto 3.10 del Régimen Cambiario, el acceso al mercado de cambios para la constitución de activos extranjeros y para las operaciones de derivados por parte de gobiernos locales, fondos de inversión, otras universalidades establecidas en Argentina, requiere la autorización previa del BCRA.

Acceso al mercado de cambios por parte de los fideicomisos de garantía para el pago de capital e intereses

De acuerdo con el Punto 3.7 del Régimen Cambiario, los fideicomisos de garantía argentinos creados para garantizar los pagos de capital e intereses de los deudores residentes pueden acceder al mercado de cambios para realizar dichos pagos a su vencimiento programado, en la medida en que, de acuerdo con la normativa vigente aplicable, el deudor hubiera tenido acceso al mercado de cambios para realizar dichos pagos directamente. Asimismo, bajo ciertas condiciones, un fiduciario puede acceder al mercado de cambios para garantizar determinados pagos de capital e intereses de la deuda financiera en el exterior y anticipar el acceso al mismo.

Operaciones con derivados

El Punto 3.12 del Régimen Cambiario exige que, a partir del 11 de septiembre de 2019, la liquidación de las operaciones de futuros en mercados regulados, "*forwards*", opciones y cualquier otro tipo de derivados celebrados en el país, se realice en pesos.

Asimismo, se permitirá el acceso al mercado de cambios para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, según

corresponda, en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, siempre que dichas garantías no cubran riesgos superiores a los pasivos externos contraídos por el deudor a la tasa de interés del riesgo que se está cubriendo a través de dicha operación. El cliente que acceda al mercado local mediante este mecanismo deberá designar una institución autorizada para operar en el mercado de cambios que hará el seguimiento de la operación y presentará una declaración jurada comprometiéndose a repatriar y liquidar los fondos que le correspondan como consecuencia de dicha operación o como consecuencia de la liberación del dinero de la garantía, dentro de los 5 días hábiles siguientes a la fecha en que se produzca dicho pago o liberación.

Pago de utilidades y dividendos

Conforme a el Punto 3.4 del Régimen Cambiario, el acceso al mercado de cambios para el giro de divisas al exterior en concepto de pago de dividendos y utilidades a accionistas no residentes está sujeto a la conformidad previa del BCRA, salvo que se cumplan los siguientes requisitos:

- i. Los dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.
- ii. El monto total abonado a los accionistas no residentes no deberá superar el monto en pesos que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas.
- iii. De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos por las operaciones involucradas.
- iv. La empresa encuadra dentro de alguna de las siguientes situaciones y cumple todas las condiciones estipuladas en cada caso:
 - (a) Registra aportes de inversión directa liquidados a partir del 17 de enero de 2020. En cuyo caso, (i) el monto total de transferencias que se cursen en el mercado de cambios para el pago de dividendos a accionistas no residentes no podrá superar el 30% del valor total de los aportes de capital realizados en la empresa local correspondiente que hayan entrado y se hayan liquidado a través del mercado de cambios a partir del 17 de enero de 2020; (ii) el acceso sólo se concederá una vez transcurrido un plazo no inferior a treinta días corridos a partir de la fecha de liquidación del último aporte de capital que se tenga en cuenta para determinar el mencionado tope del 30% del capital; y (iii) se deberá acreditar la capitalización definitiva de los aportes de capital o, en su defecto, se deberá acreditar la presentación del trámite de inscripción del aporte de capital ante el Registro Público. En este caso, la acreditación de la capitalización definitiva deberá realizarse dentro de los 365 días corridos siguientes a la fecha de la presentación inicial ante el Registro Público.
 - (b) Utilidades generadas en proyectos enmarcados en el Plan GasAr. En este caso, (i) las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el Plan GasAr establecido en el artículo 2 del Decreto N° 892/2020. Si el cliente es beneficiario directo del Decreto N° 277/22, el valor de los beneficios del decreto utilizados por el cliente, en forma directa o indirecta, deberán ser deducidos del monto que se habilita en el párrafo precedente; (ii) el acceso al mercado de cambios se produce no antes de los 2 años corridos contados desde la fecha de la liquidación en el mercado de cambios del aporte que permite el encuadre en el presente punto; y (iii) el cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.

- (c) Cuenta con una certificación de aumento de exportaciones de bienes. En este caso, el cliente debe disponer de una certificación de aumento de exportaciones de bienes.
- (d) Cuenta con una Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural.

Los casos que no cumplan con las condiciones anteriores requerirán la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera para la distribución de utilidades y dividendos.

Otras disposiciones específicas

Operaciones de canje, arbitraje y títulos valores

Las entidades financieras pueden realizar operaciones de canje de divisas y arbitraje con sus clientes en los siguientes casos:

- i. Un individuo transfiere fondos de sus cuentas locales (que ya están en moneda extranjera) a sus propias cuentas bancarias fuera de Argentina.
- ii. La transferencia de divisas al exterior por parte de los depositarios comunes locales de valores negociables en relación con los ingresos recibidos en moneda extranjera a cuenta de los servicios de capital e intereses de los bonos del Tesoro argentino, cuando dicha operación forme parte del procedimiento de pago a solicitud de los depositarios comunes extranjeros;
- iii. Las transferencias de divisas al exterior realizadas por personas físicas desde sus cuentas locales denominadas en moneda extranjera a cuentas de recaudación *offshore* hasta un monto equivalente a US\$ 500 en cualquier mes, siempre que la persona física presente una declaración jurada en la que conste que la transferencia se realiza para colaborar con la manutención de los residentes argentinos que se vieron obligados a permanecer en el exterior en cumplimiento de las medidas adoptadas en respuesta a la pandemia del COVID-19;
- iv. Las operaciones de arbitraje no originadas en transferencias desde el exterior podrán realizarse sin ninguna restricción, en la medida que los fondos sean debitados de una cuenta en moneda extranjera que el cliente posea en una institución financiera local. En la medida en que los fondos no sean debitados de una cuenta en moneda extranjera mantenida por el cliente, estas operaciones podrán ser realizadas por personas físicas, sin la conformidad previa del BCRA, hasta el monto permitido para el uso de efectivo en los Puntos 3.8. y 3.13 del Régimen Cambiario;
- v. Las operaciones de canje y arbitraje realizadas por personas físicas no residentes podrán realizarse sin restricciones en la medida en que los fondos se acrediten en una caja de ahorro para turistas de acuerdo con la normativa de depósitos de ahorro, cuenta sueldo y especiales;
- vi. Los pagos de deudas originadas en la importación de bienes con mercancías aduaneras con registro aduanero de entrada hasta el 12 de diciembre de 2023 o en servicios prestados o devengados por no residentes hasta la citada fecha por no residentes hasta la fecha mencionada en la medida en que se cumplan los restantes requisitos reglamentarios y sean y se realicen con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera e intereses en moneda extranjera de los Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre (BOPREAL)
- vii. Transferencia de divisas al exterior de clientes desde su “Cuenta especial para el régimen de fomento de la economía del conocimiento. Decreto N° 679/22” en la medida que se cumplan los requisitos normativos establecidos a tales efectos para cada tipo de operación.

- viii. Todas las demás operaciones de canje y de arbitraje pueden ser realizadas por los clientes sin la conformidad previa del BCRA en la medida en que estarían permitidas sin necesidad de dicha conformidad de acuerdo con otras regulaciones cambiarias. Esto también se aplica a los depositarios comunes locales de valores con respecto a los ingresos recibidos en moneda extranjera como pagos de capital e intereses de valores en moneda extranjera pagados en Argentina.

Si la transferencia se realiza en la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la institución financiera abonará o cargará el mismo importe que el recibido o enviado del extranjero. Cuando la institución financiera cobre una comisión o tarifa por estas operaciones, se instrumentará en una partida específicamente designada.

Operaciones con títulos valores

De acuerdo con la Resolución General N° 988/2023 de la CNV, se podrán realizar ventas de valores negociables con liquidación en moneda extranjera en jurisdicción cualquier y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, siempre que se respete un plazo mínimo de tenencia de 1 día hábil, contado a partir de su acreditación en el Agente Depositario Central de Valores Negociables, en la medida que las compras de los valores negociables en cuestión se hayan realizado contra pesos.

Asimismo, las transferencias a entidades depositarias extranjeras de valores negociables adquiridos con pesos argentinos, cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, deberán cumplir con un período mínimo de tenencia de 1 día hábil contado a partir de la fecha de depósito de dichos valores negociables, salvo que dicha acreditación (i) resulte de una colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o el BCRA en concordancia con la Comunicación "A" 7918, según fuera modificada o (ii) se refiera a acciones y/o certificados de depósito argentinos (CEDEAR) negociados en mercados regulados por la CNV. Los intermediarios y agentes de negociación deberán verificar el cumplimiento del mencionado plazo mínimo de tenencia de los valores negociables.

Además, (i) los beneficiarios de las refinanciamientos previstas en el Punto 1.1.1. de las normas sobre servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria prevista en el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su total cancelación; (ii) los beneficiarios de "Créditos a Tasa Cero", "Créditos a Tasa Cero 2021", "Créditos a Tasa Cero Cultura" o "Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas", previstos en los Puntos 1.1.2. y 1.1.3. de las normas sobre "Servicios Financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su total cancelación; (iii) los beneficiarios de la financiación en pesos en el marco del Punto 2 de la Comunicación "A" 6.937, Puntos 2 y 3 de la Comunicación "A" 7.006, complementada; hasta su total cancelación; (iv) los beneficiarios del artículo 2 del Decreto N° 319/2020 y normas complementarias y reglamentarias, mientras dure el beneficio respecto de la actualización del valor de la cuota; y (v) las personas comprendidas en la Resolución Conjunta de la Presidenta del Honorable Senado de la Nación y del Presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación Nro. 12/2020 del 1 de octubre de 2020; estarán impedidos de vender valores negociables emitidos por residentes para ser liquidados en moneda extranjera en la Argentina o transferir dichos valores negociables a depositarios del exterior o canjear valores negociables, emitidos por residentes, por activos del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos de valores negociables emitidos por no residentes. Tampoco podrán realizar estas operaciones los clientes incluidos en las Comunicaciones "A" 7606 y "A" 7609 del BCRA.

Disposiciones especiales para las financiaciones del Plan GasAr

El Punto 3.5.5 establece que en la medida en que el requisito de conformidad previa del BCRA esté en vigor para el acceso al mercado de cambios para la cancelación al vencimiento de capital e intereses de la deuda financiera en el extranjero, este requisito no se aplicará en la medida en que se cumplan todas las siguientes condiciones:

- i. El destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024 establecido en el art. 2 del Decreto N° 829/20.
- ii. Los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020.
- iii. El endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 años.

Disposiciones especiales para el Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones establecido por el Decreto N° 234/2021

El 7 de abril de 2021, mediante el Decreto N° 234/2021 se estableció un nuevo Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones ("Régimen de Fomento"), con el objetivo, entre otros, de incrementar las exportaciones de bienes y promover el desarrollo económico sostenible. El Ministerio de Economía y el Ministerio de Desarrollo Productivo serán las autoridades de aplicación del Régimen de Fomento.

El Régimen de Fomento abarca inversiones destinadas a nuevos proyectos productivos en, entre otras, actividades forestales, mineras, hidrocarburíferas, manufactureras y agroindustriales, así como la ampliación de unidades de negocio existentes, que requieran inversiones para aumentar su producción. Los beneficios del Régimen de Fomento no aplican a commodities como el trigo, el maíz, la soja y el biodiesel, entre otros. Si bien los entes reguladores podrán incluir y/o excluir actividades del Régimen de Fomento, el Decreto establece que no se afectarán los derechos adquiridos.

Los requisitos son los siguientes:

- i. Pueden presentarse tanto personas jurídicas como físicas, residentes o no residentes.
- ii. Presentación de un "Proyecto de Inversión para la Exportación" consistente en una inversión directa mínima de US\$ 100.000.000.
- iii. Cumplir con los términos y condiciones de los proyectos presentados y aprobados por los reguladores.
- iv. No podrán postularse al Régimen de Fomento las personas físicas y jurídicas cuyos representantes o directores hayan sido condenados por ciertos delitos con penas de prisión y/o inhabilitación por un tiempo determinado, 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 las personas que hayan incumplido, sin justificación, sus obligaciones en relación con otros regímenes de promoción.

Una vez verificados los requisitos pertinentes, la autoridad de aplicación aprobará el proyecto y emitirán un "Certificado de Inversión en Exportación" a los efectos de acceder a los beneficios

establecidos por el Régimen de Promoción, que tendrá una duración de 15 años.

Los beneficiarios que participen en el Régimen de Fomento de las Exportaciones podrán aplicar hasta el 20% de los ingresos en divisas obtenidos por las exportaciones relacionadas con el proyecto a (i) el pago de capital e intereses de deudas financieras o comerciales con el exterior, (ii) el pago de dividendos y (iii) la repatriación de inversiones directas de no residentes. No obstante, este beneficio no podrá superar un máximo anual equivalente al 25% del importe bruto de las divisas liquidadas por dicho beneficiario a través del mercado de cambios para financiar el desarrollo del proyecto. Para estimar el importe bruto de divisas liquidadas por el beneficiario en el mercado de cambios para financiar el proyecto, no se tendrán en cuenta los flujos de divisas procedentes de las exportaciones.

En aquellos casos en los que los proyectos incluidos en el Régimen contemplen inversiones superiores a US\$ 500.000.000, los beneficiarios podrán optar por acceder a un beneficio ampliado por cada año en el que no se haya utilizado el beneficio previsto anteriormente.

En el caso de los proyectos que supongan inversiones entre US\$ 500.000.000.000 y US\$ 1.000.000.000, por cada año en el que no se haya utilizado el beneficio, podrán disfrutar, durante 2 años consecutivos, de una cantidad de aplicación libre equivalente al doble del porcentaje previsto anteriormente.

El cálculo del beneficio se hará sobre las divisas obtenidas por las exportaciones relacionadas con el proyecto durante el año en que se utilice el beneficio ampliado.

El importe del beneficio de libre aplicación no podrá superar un máximo anual equivalente al 40% del importe bruto de las divisas efectivamente ingresadas por el beneficiario en el mercado de cambios para financiar el desarrollo del proyecto, en el momento de hacer uso del mismo.

Los beneficios del Régimen de Fomento a las Exportaciones cesarán (i) al vencimiento del plazo de utilización, (ii) en determinados casos, cuando el beneficiario deje de tener capacidad para realizar la actividad motivo del proyecto de inversión, según lo establecido en el régimen aplicable, o (iii) si el beneficiario incumple sus obligaciones en el Régimen de Fomento a las Exportaciones sin justificación.

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

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

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

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

- a) Se adhieran al RADPIP (podrán presentarse o asociarse con terceros debidamente registrados).

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

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

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

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

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

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

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

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

Por su parte, la Comunicación “A” 7.914 , establece que el cliente que cuente con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural” podrá acceder al mercado de cambios por hasta el monto de la certificación para realizar:

- a) Pagos de capital de deudas comerciales por la importación de bienes.
- b) Pagos de capital de deudas comerciales por la importación de servicios.
- c) Pagos de intereses de deudas comerciales por la importación de bienes y servicios cuyo acreedor sea una contraparte vinculada al deudor sin la conformidad previa requerida en el punto 3.3.3.
- d) Pago de utilidades y dividendos a accionistas no residentes en la medida que se verifiquen los requisitos previstos en los puntos 3.4.1. a 3.4.3.
- e) Pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior cuyo acreedor sea una contraparte vinculada al deudor.
- f) Pagos de capital de deudas financieras en moneda extranjera alcanzados por lo dispuesto por el punto 3.17, por encima del monto resultante de los parámetros establecidos.
- g) Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales.

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

Asimismo, en virtud de lo dispuesto por la Comunicación “A” 7.914, los beneficiarios deberán nominar una única entidad financiera local que será la responsable de emitir las "certificaciones por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/2022 y su reglamentario Decreto N° 484/2022)" y remitirlas a las entidades por las cuales el cliente desee acceder al mercado de cambios.

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

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

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

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

Hidrocarburífera.

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

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

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

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

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

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

A su vez, la Comunicación “A” 7.626 (complementaria al Decreto N° 277/22) regula los requisitos aplicables para el acceso al mercado de cambios de aquellos clientes que cuenten con una “Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural. Véase “—Régimen de Acceso a Divisas para la Producción Incremental de Petróleo (RADPIP)”, “—Acceso al mercado de cambios”.

Transferencia de Beneficio: Se podrán transferir los beneficios a proveedores directos del beneficiario (sujeto a reglamentación).

Régimen de Promoción del Empleo, el Trabajo, y del Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales de la Industria Hidrocarburífera (RPEPNIH)

Para acceder y mantener los beneficios del RADPIP y del RADPIGN, los beneficiarios deberán cumplir simultáneamente con los requisitos específicos de cada régimen al que adhieran, el principio de utilización plena y sucesiva, regional y nacional, de las facilidades en materia de empleo y contratación de trabajadores y trabajadoras, y provisión directa de servicios por parte de PyMEs y empresas regionales y, a su vez:

- a) Deberán someter al Ministerio de Desarrollo Productivo y a la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía aprobación sus Planes de Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales.
- b) Deberán cumplir con un esquema en el cual se les otorgará la posibilidad de refichaje o igualación de la mejor oferta, con prioridad a las ofertas de provisión de bienes y/o servicios de origen regional y nacional, cuando el precio de las ofertas de origen nacional sea igual o inferior a las que no sean de origen nacional, incrementados en un 10% cuando las ofertas nacionales se traten de un Proveedor Regional, y en un 5% cuando se traten de un Proveedor Nacional extrarregional.

Regímenes informativos del BCRA

El 28 de diciembre de 2017, el BCRA reemplazó los regímenes de información establecidos en las Comunicaciones "A" 3.602 y "A" 4.237 por la Comunicación "A" 6.401 (y la Comunicación "A" 6.795 complementaria), un régimen unificado aplicable a partir del 31 de diciembre de 2017 (el "Régimen de Información de Activos y Pasivos Externos"). En virtud de dicho régimen, los residentes argentinos (tanto personas jurídicas como físicas) que tengan deudas con el exterior (tanto financieras como de otro tipo) pendientes de pago o que hayan sido canceladas dentro de un trimestre determinado, deben informar trimestralmente al BCRA sus tenencias en el exterior de acciones y otras participaciones de capital, títulos de deuda no negociables y negociables, derivados financieros e inmuebles. Si su saldo de activos y pasivos en el extranjero es igual o superior a US\$ 50 millones al final del año, también deben realizar una presentación anual. En todos los casos, estos informes se califican como "declaraciones juradas" a efectos de control de cambios.

El acceso al mercado de cambios para el reembolso del endeudamiento financiero exterior y otras operaciones está condicionado al cumplimiento por parte del deudor Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. Véase "—Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de cambios— Endeudamiento financiero con el exterior".

Anticipo de operaciones cambiarias

Las entidades autorizadas a operar con divisas deberán suministrar al BCRA, al final de cada día hábil y con dos días hábiles de anticipación, información sobre las operaciones de salida a través del mercado de cambios por montos diarios iguales o superiores al equivalente a US\$ 10.000. Los clientes deberán informar a las entidades financieras con la suficiente antelación para que puedan cumplir con los requisitos de este régimen de información y, en consecuencia, en la medida en que se cumplan simultáneamente otros requisitos establecidos en la normativa cambiaria, podrán procesar las operaciones de cambio.

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 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.

A continuación, se detallan algunas de las Resoluciones Generales emitidas por la CNV:

Resolución General CNV N° 953/2023

El 21 de marzo de 2023 la CNV publicó la Resolución General 953/2023, en donde deroga el artículo 5° del Capítulo V del Título XVIII "Disposiciones transitorias" de las Normas (N.T. 2013 y mod.). La medida posibilita a los agentes Inscriptos concertar y liquidar operaciones de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en Dólares Estadounidenses emitidos por la República Argentina bajo Ley Local, con patrimonio propio; sin contemplar restricciones en las cantidades operadas.

Resolución General CNV N° 959/2023

Mediante la Resolución General CNV N° 95/2023, el 28 de abril de 2023, la CNV estableció que los ALyC y los agentes de negociación no podrán dar curso ni liquidar operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, tanto en jurisdicción local como jurisdicción extranjera, correspondiente a clientes ordenantes en tanto éstos últimos mantengan posiciones tomadoras en cauciones y/o pases, cualquiera sea la moneda de liquidación. A tales efectos, los mencionados agentes: (i) no podrán bajo ninguna circunstancia otorgar financiamientos para la obtención de aquellos valores negociables que serán objeto de las operaciones de venta mencionadas en el párrafo anterior; y (ii) deberán exigir a cada uno de los clientes ordenantes, una manifestación en carácter de declaración jurada de la cual surja en forma expresa que los mismos no mantienen posiciones tomadoras en ninguna de las operatorias a plazo detalladas en el párrafo anterior, en carácter de titulares y/o cotitulares, y en ningún agente inscripto, así como que tampoco han obtenido cualquier tipo de financiamiento, ya sea de fondos y/o de valores negociables, debiendo tales declaraciones juradas ser conservadas en los respectivos legajos. Los AlyC y los agentes de negociación deberán constatar el cumplimiento de los plazos mínimos de permanencia de los valores negociables antes referidos.

Mediante el Criterio Interpretativo N°83, la CNV aclaró que la referencia "*cualquier tipo de financiamiento, ya sea de fondos y/o de Valores Negociables*" establecida el sexto párrafo del Artículo 2° del Capítulo V "Disposiciones Transitorias" del Título XVIII (mediante Resolución General 959/2023) abarca únicamente a las operaciones de caución y/o pase concertadas en el mercado secundario.

Resolución General CNV N° 960/2023

Mediante Resolución General 960/2023 emitida el 12 de mayo de 2023 la CNV adecuó la reglamentación relativa a la suscripción en especie para los FCI denominados en moneda extranjera, no siendo admitida, en dichos supuestos, la suscripción e integración de cuotapartes mediante la entrega de valores negociables.

Se destaca que esta resolución es de carácter extraordinario y transitorio, subsistiendo su vigencia

hasta que hechos sobrevinientes hagan aconsejable la revisión de la medida y/o hasta que desaparezcan las causas que determinaron su adopción.

Resolución General CNV N° 963/2023

Mediante Resolución General 963/2023 emitida con fecha 31 de mayo de 2023, La CNV actualizó los Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina, lo cual permite incorporar etiquetas que identifiquen instrumentos destinados a proyectos sociales y naturales específicos.

Resolución General CNV N° 964/2023

Mediante Resolución General N° 964 de la CNV de fecha 13 de junio de 2023, se somete al Procedimiento de “Elaboración Participativa de Normas” aprobado por el Decreto N° 1.172/2003, invitando a la ciudadanía a expresar sus opiniones y/o propuestas, respecto de la adopción de una reglamentación sobre "PROYECTO DE RG CAPÍTULO IV TÍTULO V de las NORMAS" que contiene una modificación integral al régimen general aplicable a los fideicomisos financieros con oferta pública de sus valores fiduciarios.

Se prevé un plazo de TREINTA (30) días hábiles para realizar presentaciones de opiniones y/o propuestas, las que deberán efectuarse a través del Sitio Web www.argentina.gob.ar/cnv.

De tal forma, en el proyecto se instituyen mecanismos más ágiles a los procedimientos aplicables a las solicitudes de autorización de oferta pública de valores fiduciarios emitidos en el marco de fideicomisos financieros, sin que ello importe menoscabo alguno a los derechos del público inversor.

En virtud de que la responsabilidad propia del fiduciario resulta ser el vector que aglutina las vinculaciones contractuales del fideicomiso financiero, se regulan ciertos aspectos:

- cuando en el contrato de fideicomiso se hubiere previsto la participación de otras personas, además del fiduciario, en la administración de los bienes fideicomitidos, el contrato no podrá eximir la responsabilidad del fiduciario ante terceros por el incumplimiento de sus obligaciones legales.
- en miras de asegurar la tutela de los derechos del público inversor, se precisa, por vía reglamentaria, para los casos en que el fiduciario delegue la ejecución de funciones propias, los límites, condiciones y deberes de control a los que deberán ajustarse dichas delegaciones.
- siendo la administración de los bienes cedidos en propiedad fiduciaria la responsabilidad natural del fiduciario, la modificación normativa le encomienda a quien se desempeñe en tal carácter el control de cumplimiento de las exigencias formales que versan sobre la documentación inherente a las delegaciones que el propio fiduciario realice.

Asimismo, se propone incorporar la figura de la retención de riesgo en cabeza del fiduciante de cada fideicomiso financiero. Al respecto será la propia sociedad la que determine qué mecanismos

de retención de riesgo económico implementará, para cuyo cálculo se computará únicamente el valor en circulación de los valores representativos de deuda que el fideicomiso hubiera emitido. El mismo no podrá ser inferior al CINCO POR CIENTO (5 %) del valor nominal de los valores representativos de deuda emitidos y en circulación.

Otras novedades son:

i) la simplificación de la documentación a ser acompañada durante la tramitación de la solicitud de oferta pública, delegándose la responsabilidad en relación a su existencia y legalidad, al fiduciario en cuanto resulta ser la figura central del fideicomiso;

ii) la reglamentación de fideicomisos financieros destinados al financiamiento de PYMES a través de la creación de una sección especial, la cual contempla la simplificación del régimen de información de los fiduciantes cuando se trate de emisiones avaladas por entidades de garantía, entre otros;

iii) la estandarización del medio de publicación de los resultados arrojados mensualmente por los informes de control y revisión, los cuales deberán ser publicados por el fiduciario en el Sitio Web de la CNV, a través de la AIF, en un plazo que no podrá exceder de los QUINCE (15) días hábiles luego del cierre de cada mes que se trate;

iv) se exime de la presentación del informe de control y revisión inicial en el supuesto de fideicomisos financieros que se constituyan con dinero u otros activos líquidos.

Finalmente, como novedad, en el supuesto que la sociedad hubiera decidido no calificar los valores fiduciarios a ser emitidos en el marco del fideicomiso financiero, se ha incluido la obligatoriedad de informar en la portada los motivos de dicha decisión.

Resolución General CNV N° 966/2023

Mediante Resolución General N° 966 de la CNV cuya entrada en vigencia fue el 27 de junio de 2023, adecúa el artículo 8° de la Sección IV del Título XI de las NORMAS (N.T. 2013 y mod.), modificando la definición de Beneficiario/a Final, a los fines de adaptar la normativa del organismo a la emitida por la UIF, como así también a otras disposiciones normativas a las que se hace referencia.

De tal forma, se recuerda que la citada definición establece que se entiende como Beneficiario/a Final a la/s persona/s humana/s que posea/n como mínimo el DIEZ POR CIENTO (10 %) del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o de cualquier otra estructura jurídica; y/o a la/s persona/s humana/s que por otros medios ejerza/n el control final, directo o indirecto, de las mismas, conforme lo dispuesto por el artículo 2° de la Resolución UIF N° 112/2021.

Resolución General CNV N° 967/2023

Mediante Resolución General N° 967 de la CNV cuya entrada en vigencia fue el 30 de junio de 2023 se introdujeron modificaciones al marco normativo aplicable a la categoría de Agente de

Negociación (“AN”).

En particular, sobresalen las siguientes novedades:

- Se revisan ciertos aspectos operativos con relación a aquellos AN que desarrollan, de manera simultánea, actividades de corretaje de granos, agropecuarias y agroindustriales en general y/o accesorias a éstas, de forma tal de alinear esta nueva propuesta normativa con las exigencias impuestas por la RG N° 924 y, al mismo tiempo, reforzar los objetivos de control y supervisión de tales Agentes por parte de la CNV.

- Se incorpora la posibilidad de que los AN realicen actividades tendientes a referenciar FCI a sus clientes, requiriéndose para ello la previa suscripción del respectivo convenio con al menos un ACyDI, que revista adicionalmente la calidad de ALyC Integral.

- Los AN podrán prestar servicios tendientes a actuar como gestores entre el ALyC INTEGRAL y los clientes del AN respecto a las funciones comprendidas en el convenio para la liquidación y compensación que los vincule, ello en la medida que siempre actúen por cuenta y orden del ALyC INTEGRAL, y únicamente se trate de:

1) Cheques emitidos por el ALyC INTEGRAL a favor de los clientes del AN o viceversa.

2) En el caso de ANs que desarrollen, de manera simultánea, actividades de corretaje de granos, agropecuarias y agroindustriales en general y/o accesorias a éstas, los fondos de terceros clientes de tales AN, provenientes y/u originados, exclusivamente, con motivo y/o en ocasión de las referidas actividades, en la medida que: (i) los mencionados AN se encuentren: (a) debidamente autorizados e inscriptos en el Registro Único de la Cadena Agroalimentaria (R.U.C.A); (b) incluidos en el Registro Fiscal de Operadores de Granos y Legumbres SECA en los términos de la RG AFIP 2300/2007 y sus modificatorias y/o complementarias; y (c) inscriptos en el Sistema de Información Simplificado Agrícola (SISA); (ii) los terceros clientes del AN hubieran optado por realizar operaciones en el ámbito del mercado de capitales e integrar las mismas con tales fondos, únicamente, a través de la cuenta bancaria específica de titularidad del AN afectada a las mencionadas actividades de corretaje de granos, agropecuarias y agroindustriales en general y/o accesorias a éstas. A tales efectos, los mencionados clientes deberán: (a) encontrarse inscriptos en el sistema SISA; y (b) ser especialmente identificados por los AN mediante la incorporación de un apartado adicional en los convenios de apertura, con expresa indicación de su C.U.I.T. y actividad desarrollada, en carácter de declaración jurada, todo lo cual deberá ser conservado en el legajo del cliente conjuntamente con la respectiva documentación respaldatoria.

Para tales actividades los AN deberán: (i) en todo momento, contar con la previa y expresa autorización por escrito de los clientes en cuestión respecto a cada uno de los servicios solicitados y autorizados por éstos últimos, debiendo dejar constancia de ello en los respectivos Convenios de Apertura de Cuenta, mediante la incorporación de un apartado adicional específico; (ii) en ejercicio del servicio de gestión, conservar la documentación respaldatoria de la gestión de los fondos de titularidad de terceros clientes que son transferidos al ALyC INTEGRAL para ser aplicados en el ámbito del mercado de capitales; y (iii) asimismo, contemplar expresamente los servicios en cuestión dentro de los respectivos convenios para la liquidación y compensación celebrados entre

el AN y el ALyC INTEGRAL, así como también brindar al ALyC INTEGRAL la información correspondiente a los clientes involucrados, en especial aquella relacionada y/o que resulte pertinente para cumplir con los requisitos de segregación de activos de terceros y trazabilidad de los fondos provenientes del servicio de gestión y acreditados en las cuentas bancarias del ALyC INTEGRAL.

Resolución General CNV N° 972/2023

Mediante la Resolución General N° 972/2023, dictada por la CNV en fecha 14 de agosto de 2023, se modificaron las *Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación en los estados financieros* a los efectos de incorporar que no se admitirá la aplicación anticipada de las NIIF y/o sus modificaciones, excepto que en oportunidad de adoptarse se admita específicamente y que tampoco se admitirá la aplicación anticipada de las Normas Contables Profesionales Argentinas y/o sus modificaciones o aquellas que en un futuro las reemplacen, excepto que en oportunidad de adoptarse se admita específicamente ya que, como detalla en los considerandos de la presente, la admisión de aplicación anticipada de normas contables puede inducir a interpretaciones erróneas o conllevar mayores costos en el esfuerzo de aislar los efectos de la aplicación anticipada de aquellas entidades que hubieren utilizado tal opción, dificultando la toma de decisiones.

Resolución General CNV N° 973/2023

Mediante la Resolución General N° 973/2023, dictada por la CNV en fecha 1 de septiembre de 2023, se dispone que resulta necesario establecer los lineamientos que garanticen la trazabilidad de los fondos involucrados en las transferencias entre cuentas de un mismo ALyC I AGRO, que impliquen fondos de terceros y que sean destinadas a la operatoria del mercado de capitales, permitiendo, de ese modo, identificar al originador y beneficiario final de los mismos, así como a los terceros intervinientes, con la documentación respaldatoria que resulte suficiente a tales efectos.

En este sentido, se autoriza que el ALyC I AGRO reciba fondos de clientes desde la cuenta bancaria de su titularidad afectada a las actividades de corretaje de granos, agropecuarias y agroindustriales en general y/o accesorias a éstas.

Resolución General N° 977/2023

Mediante la Resolución General 977, la CNV, con fecha 20 de septiembre de 2023, establece un régimen especial destinado a las personas menores de edad adolescentes, posibilitando que, a partir de los 13 años, suscriban cuotapartes de Fondos Comunes de Inversión Abiertos de "Mercado de Dinero", por sí o a través de sus representantes legales. Estas personas podrán cursar órdenes de suscripción de cuotapartes de Fondos Comunes de Inversión Abiertos de "Mercado de Dinero", mediante la modalidad de colocación a través de internet y con la previa autorización del representante legal.

Determinaron como requisito del sistema de colocación empleado la vinculación de una cuenta

bancaria identificada con Clave Bancaria Uniforme (CBU) o cuenta de pago con Clave Virtual Uniforme (CVU), de titularidad del menor, con la de su representante legal.

Otro de los puntos resalta que el sistema deberá ofrecer un acceso específico con contenidos de educación financiera vinculados a las inversiones en FCI Abiertos, dirigido y adaptado a los menores de edad de este rango etario, no pudiendo contener ofrecimiento alguno de valores negociables y/o de servicios propios de los agentes vinculados al Fondo.

La presente Resolución entró en vigencia a partir del 2 de octubre de 2023 y, a tal efecto, detallan las pautas de adecuación a los fines de permitir su encuadre de conformidad con la reglamentación.

Resolución General N° 988/2023

Mediante la Resolución General 988, la CNV, con fecha 15 de diciembre de 2023, la CNV realizó una serie de modificaciones al Capítulo V del Título XVIII "Disposiciones transitorias" de las Normas (N.T. 2013 y mod.):

- Se unifica el plazo mínimo de tenencia en cartera para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y se establece que será de un día hábil, sin diferenciar la jurisdicción de liquidación ni la ley de emisión de los mismos.
- Se reduce a un día hábil el plazo mínimo de tenencia en cartera para dar curso a transferencias, entidades depositarias del exterior, de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional, cualquiera sea la ley de emisión de los mismos.
- Se reduce a un día hábil el plazo mínimo de tenencia en cartera para poder aplicar Valores Negociables provenientes de entidades depositaria del exterior a la liquidación de operaciones en moneda extranjera, en cualquier jurisdicción y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos.
- Se deroga el régimen que establecía que se debía informar por cada una de las subcuentas involucradas, con carácter de declaración jurada y en forma semanal dentro de los tres días hábiles de finalizada la semana calendario, una serie de detalles respecto de las operaciones de compraventa de valores negociables concertados en mercados del exterior, y se deroga el artículo 6° BIS que establecía una serie de requisitos y condiciones para las transferencias desde y hacia el exterior y para la concertación de operaciones con liquidación en moneda extranjera por parte de los clientes.

Resolución General N° 990/2023

Mediante la Resolución General 990, la CNV, con fecha 5 de febrero de 2023, la CNV realizó una serie de modificaciones adicionales al Capítulo V del Título XVIII "Disposiciones transitorias" de las Normas (N.T. 2013 y mod.):

- Se agrega una excepción del plazo mínimo de tenencia en cartera para dar curso a transferencias emisoras a entidades depositarias del exterior de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional, de modo que quedan exentos de este requisito cuando la acreditación de los valores negociables sea (i) producto de la colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o por el

BCRA, en el marco de la Comunicación “A” 7918 o (ii) se trate de acciones y/o CEDEARs con negociación en mercados regulados por la CNV.

- Se elevó a 200 millones diarios para las operaciones y transferencias de valores negociables al exterior, exceptuándose asimismo a los valores negociables emitidos por el BCRA, en el marco de la Comunicación “A” 7918 de los límites y régimen informativo previo requeridos tanto para dar curso a las transferencias emisoras a entidades depositarias del exterior como para concertar su venta en el país con liquidación en moneda extranjera, en la medida que tales valores negociables hubieran sido adquiridos en un proceso de colocación o de licitación primaria y por hasta el valor nominal total así suscripto de dicha especie.
- Se deroga lo establecido en el artículo 5° BIS. en relación con la concertación y liquidación de operaciones con valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por la República Argentina y con CEDEARs, por parte de aquellas subcuentas alcanzadas por el concepto de cartera propia y que revistan el carácter de inversores calificados.

Resolución General N° 993/2024

Mediante resolución general de fecha 21 de febrero de 2024, la CNV realizó modificaciones en los capítulos I al III del Título VI de las Normas. De esta manera se estableció que los informes emitidos por las Auditorías Externas Anuales de Riesgos de los Mercados y de las Cámaras Compensadoras deberán hacer saber acerca del cumplimiento de los principios y recomendaciones del Comité de Pagos e Infraestructuras del Mercado en la materia y lo exigido en el Capítulo III del presente Título. A su vez, determina que, dentro de las funciones del Comité de Riesgos, corresponderá emitir y elevar, con periodicidad anual, un informe que abarque el relevamiento de las políticas y procedimientos de gestión de riesgos oportunamente establecidos por dicho órgano, su grado de cumplimiento, desvíos y propuestas de ajustes y/o mejoras a ser implementadas. Seguidamente, establece que, cuando garanticen el cumplimiento de las operaciones autorizadas por la CNV, los Mercados y las Cámaras Compensadoras, desempeñarán el rol y funciones de contraparte central (CCP por sus siglas en inglés), debiendo observar la totalidad de los requisitos y procedimientos internos de actuación alineados a las mejores prácticas internacionales. Además, dentro de los riesgos que se deberán mitigar como parte de la Gestión Integral de Riesgos, se incorpora el Riesgo General de Negocio. Agrega que los órganos de administración de los Mercados y de las Cámaras Compensadoras serán responsables de la aprobación, implementación, funcionamiento y control de la referida gestión integral de riesgos. Por último, dentro del capítulo sobre Liquidación y Compensación de Operaciones, se incorporan la Sección VIII (Estructura de Buen Gobierno y Eficacia en los Procesos de Gestión de Riesgos) y la Sección IX (Información sobre Activos que Integran los Fondos de Garantía con Aportes de Agentes Miembros).

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 (<https://www.argentina.gob.ar/economia>) o el BCRA (www.bcra.gov.ar), según corresponda.

Régimen de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo

El concepto de “lavado de activos” se usa generalmente para denotar transacciones que tienen la intención de introducir fondos provenientes del delito en el sistema institucionalizado y así transformar ganancias por actividades ilegales en activos de origen aparentemente legítimo.

El 13 de abril de 2000, el Congreso de la Nación aprobó la Ley N°25.246 (modificada por las Leyes N°26.087, 26.119, 26.268, 26.683, 26.734, Decreto N°27/2018 y Ley N°27.440) (la “Ley de Prevención del Lavado de Activos del Financiamiento del Terrorismo y otras Actividades Ilícitas” o la “Ley de Prevención del Lavado de Activos”), que tipifica el lavado de activos como un delito penal. Además, la ley, que reemplazó diversos artículos del Código Penal de la Nación, estableció sanciones severas para cualquier persona que participe en dichas actividades ilícitas, y creó la Unidad de Información Financiera (la “UIF”), que establece un régimen penal administrativo.

A continuación, se incluye un resumen de determinadas disposiciones relativas al régimen de lavado de dinero y financiamiento del terrorismo dispuestas por las Leyes de Prevención del Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y Antiterrorismo según fueran modificadas y complementadas por otras normas y regulaciones emitidas por la UIF, el BCRA, la CNV y otras entidades reguladoras. Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores legales y leer las leyes mencionadas y sus decretos reglamentarios. La UIF es el organismo responsable del análisis, tratamiento y transmisión de información a los efectos de prevenir e impedir el lavado de activos provenientes de diferentes actividades delictivas y el financiamiento del terrorismo. El Código Penal de la Nación define al lavado de dinero como un delito que se comete cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un acto ilícito, con la consecuencia posible de que, el origen de los bienes originarios o los subrogantes, adquieran la apariencia de un origen lícito, y siempre que su valor supere la suma de 150 salarios mínimos (a la fecha de este Prospecto representa un equivalente a \$30.420.000), sea en un solo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. Las penas establecidas son las siguientes:

- i) de tres (3) a diez (10) años de prisión y multas de dos (2) a diez (10) veces el monto de la operación;
- ii) la pena establecida en el inciso (i) se incrementará en un tercio del máximo y en la mitad del mínimo, cuando:
 - a. el autor realizare el hecho con habitualidad o como miembro de una asociación o banda formada para la comisión continuada de hechos de esta naturaleza; y
 - b. cuando el autor fuera funcionario público y hubiera cometido el hecho en ejercicio u ocasión de sus funciones (en cuyo caso, sufrirá además pena de inhabilitación especial de tres (3)

a diez (10) años). La misma pena sufrirá el que hubiere actuado en ejercicio de una profesión u oficio que requirieran habilitación especial).

iii) si el valor de los bienes no superare la suma de 150 salarios mínimos, el autor será reprimido con la pena de prisión de seis (6) meses a tres (3) años;

El Código Penal de la Nación también sanciona a quien recibiere dinero u otros bienes de origen delictivo con el fin de hacerlos aplicar en una operación que les dé la apariencia posible de un origen lícito.

Juntamente con las prácticas internacionalmente aceptadas, la Ley de Prevención del Lavado de Activos no asigna responsabilidad por controlar estas operaciones ilícitas meramente a las entidades gubernamentales, sino que también asigna ciertos deberes a varias entidades del sector privado tales como bancos, operadores bursátiles, entidades de intermediación financiera y empresas de seguros que están legalmente obligadas a informar a las partes. Estas funciones consisten básicamente en funciones de captación de información.

De acuerdo con dicha ley, las siguientes personas, entre otras, están obligadas a informar a la UIF: (i) las entidades financieras y las empresas aseguradoras; (ii) las entidades cambiarias y las personas humanas o jurídicas autorizadas por el BCRA para operar en la compraventa de divisas bajo forma de dinero o de cheques extendidos en moneda extranjera o mediante el uso de tarjetas de crédito o débito, o en la transferencia de fondos dentro del país o al exterior; (iii) personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV para actuar como intermediarios en mercados autorizados por la citada comisión y aquellos que actúen en la colocación de Fondos Comunes de Inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho organismo; (iv) las empresas dedicadas al transporte de caudales, empresas prestatarias o concesionarias de servicios postales que realicen operaciones de giros de divisas o de traslado de distintos tipos de moneda o billete; (v) organismos de la administración pública como el BCRA, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la Inspección General de Justicia (“IGJ”), entre otros; (vi) los profesionales matriculados por consejos profesionales de ciencias económicas, abogados y los escribanos públicos; (vii) las personas humanas o jurídicas que actúen como administradores, fiduciarios, intermediarios o agente de fideicomisos y (viii) proveedores de servicios de activos virtuales, proveedores de créditos no financieros, emisores, operadores y/o proveedores de servicios de cobro y/o pago, agentes depositarios centrales de valores y proveedores de servicios corporativos y fiduciarios.

Las personas humanas y jurídicas sujetas a la Ley de Prevención del Lavado de Activos deben cumplir con obligaciones, entre ellas: (i) recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio, demás datos que en cada caso se estipule (el principio básico de la normativa es la internacionalmente conocida política de “conozca a su cliente”); (ii) informar cualquier hecho u operación sospechosa. A los efectos de esta ley se consideran operaciones sospechosas aquellas transacciones que, de acuerdo con los usos y costumbres de la actividad que se trate, como así también de la experiencia e idoneidad de las personas obligadas a informar, resulten inusuales, sin justificación económica o jurídica o de complejidad inusitada o injustificada, sean realizadas en forma aislada o reiterada (independientemente de su monto); y (iii) abstenerse de revelar al cliente o a terceros las

actuaciones que se están realizando en cumplimiento de la mencionada ley. En el marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, las personas humanas o jurídicas antes mencionadas no podrán oponer ante la UIF los secretos bancario, bursátil o profesional, ni los compromisos legales o contractuales de confidencialidad. La AFIP sólo podrá revelar a la UIF la información en su posesión en aquellos casos en que el reporte de la operación sospechosa hubiera sido realizado por dicho organismo y con relación a las personas humanas o jurídicas involucradas directamente en la operación reportada. En los restantes casos, la UIF requerirá el levantamiento del secreto fiscal al juez federal competente en materia penal quien dispondrá que la AFIP divulgue la información en su poder.

De acuerdo con la Resolución N°72/2023 de la UIF, tanto el BCRA, CNV, Superintendencia de Seguros de la Nación e Instituto Nacional de Asociativismo y Economía Social son considerados “Órganos de Contralor Específicos” que en tal carácter deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de prevención de lavado de activos por parte de las partes legalmente obligadas a informar sujetas a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades, y de ser necesario, implementar ciertas medidas y acciones correctivas. Además, dicha resolución aprueba el "Reglamento de las Mesas de Trabajo" y el "Modelo de Informe Técnico Final Organismos de Contralor Específicos" que deberán utilizar como referencia los Organismos de Contralor Específicos para la confección de los Informes Técnicos Finales, remitidos a la UIF en el marco del deber de colaboración en materia de supervisión.

Asimismo, mediante la Resolución N°156/2018 la UIF (según fuera modificada y complementada) se determina las medidas, procedimientos y controles mínimos que los sujetos obligados (entidades financieras, mercado de capitales y aseguradoras) deberán adoptar y aplicar para gestionar el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de LA/FT, en donde cada sujeto obligado deberá establecer políticas, procedimientos y controles aprobados por su órgano de administración o máxima autoridad, que le permita identificar, evaluar, mitigar y monitorear sus riesgos de LA/FT. Para ello deberá desarrollar una metodología de identificación y evaluación de riesgos acorde con la naturaleza y dimensión de su actividad comercial, que tome en cuenta los distintos factores de riesgo en cada una de sus líneas de negocio. Es así que, cada sujeto obligado, deberá implementar un “Sistema de Prevención de LA/FT”, el cual deberá contener todas las políticas, procedimientos y controles establecidos para la gestión de riesgos de LA/FT a los que se encuentra expuesta y los elementos de cumplimiento exigidos por la normativa vigente. Dicho sistema deberá considerar, entre otros, los siguientes elementos de cumplimiento: Políticas y procedimientos específicos en materia de PEP, para identificar operaciones sospechosas, calificación de riesgo del cliente, conocimiento de los beneficiarios finales, propósitos de las cuentas, alertas y monitoreo de operaciones con enfoque en el riesgo, etc.

Las Normas de la CNV incluyen un capítulo especial respecto de “Prevención del Lavado de Dinero y Financiación del Terrorismo” y dejan constancia de que las personas allí establecidas (Agentes de Negociación, los Agentes de Liquidación y Compensación, las Sociedades Gerentes de Fondos Comunes de Inversión y, en tanto intervengan en fideicomisos financieros registrados en la CNV, las personas humanas o jurídicas que actúen como fiduciarios, en cualquier tipo de fideicomiso y las personas humanas o jurídicas titulares de o vinculadas, directa o indirectamente,

con cuentas de fideicomisos, fiduciarios y fiduciarios en virtud de contratos de fideicomiso) deben ser consideradas legalmente obligadas a informar, conforme a la Ley de Prevención del Lavado de Activos y por lo tanto deben cumplir con todas las leyes y regulaciones vigentes en relación con la materia, incluso las resoluciones emitidas por la UIF, decretos reglamentarios referidos a las resoluciones promulgadas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas en relación con la lucha contra el terrorismo y las resoluciones (y sus anexos) emitidas por el Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto. Asimismo, las Normas de la CNV imponen ciertas restricciones en relación con los acuerdos de pago (limitando, entre otras cuestiones, el monto en efectivo que las entidades allí establecidas podrían recibir o pagar por día y por cliente, a Pesos 1.000, o su equivalente en moneda extranjera) e imponen ciertas obligaciones de información.

Además, las Normas de la CNV establecen que las entidades mencionadas anteriormente únicamente llevarán a cabo las operaciones contempladas según el régimen de oferta pública cuando dichas operaciones sean llevadas a cabo u ordenadas por sujetos constituidos, domiciliados o residentes en dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados que no sean considerados como “No Cooperantes” o de “Alto Riesgo” por el Grupo de Acción Financiera (“GAFI”).

En febrero de 2016, mediante Decreto N°360/2016 (según fuera modificado o complementado) se creó el “Programa de Coordinación Nacional para el Combate del Lavado de Activos y la Financiación del Terrorismo”, en el ámbito del Ministerio de Justicia y Derechos Humanos otorgándosele la función de reorganizar, coordinar y fortalecer el sistema nacional anti lavado de activos y contra la financiación del terrorismo, en atención a los riesgos concretos que puedan tener impacto en el territorio nacional y a las exigencias globales de mayor efectividad en el cumplimiento de las obligaciones y recomendaciones internacionales establecidas por las Convenciones de las Naciones Unidas y los estándares del GAFI, algunas de las cuales serán llevadas a cabo a través de un Coordinador Nacional designado al efecto y otras, a través del “Comité de Coordinación para la Prevención y Lucha contra el Lavado de Activos, la Financiación del Terrorismo y la Proliferación de armas de destrucción masiva”; y se modificó la normativa vigente estableciendo que sea el Ministerio de Justicia y Derechos Humanos la autoridad central del Estado Nacional para realizar las funciones de coordinación interinstitucional de todos los organismos y entidades del sector público y privado con competencia en esta materia, reservando a la UIF la capacidad de realizar actividades de coordinación operativa en el orden nacional, provincial y municipal en lo estrictamente atinente a su competencia de organismo de información financiera.

En el contexto del programa voluntario y excepcional de declaración de la Ley N°27.260 y su Decreto Reglamentario N°895/2016, se dejó en claro que la UIF tiene la facultad de compartir información con otras agencias públicas de investigación e inteligencia, previa resolución fundamentada del presidente de la UIF y en la medida de que existan pruebas confiables y consistentes de la perpetración de ciertos delitos tipificados en la Ley de Prevención del Lavado de Activos. Por su parte, de conformidad con la Resolución N°92/2016 de la UIF, los sujetos obligados a informar a la UIF deben implementar un sistema de gestión del riesgo. A su vez, la UIF implementó un mecanismo de reporte especial para operaciones efectuadas en virtud del citado régimen de sinceramiento fiscal antes del 31 de marzo de 2017.

Por estas razones, podría ocurrir que uno o más participantes en el proceso de colocación y emisión de las Obligaciones Negociables, tales como los agentes colocadores se encuentren obligados a recolectar información vinculada con los suscriptores de las Obligaciones Negociables e informar a las autoridades operaciones que parezcan sospechosas o inusuales, o a las que les falten justificación económica o jurídica, o que sean innecesariamente complejas, ya sea que fueren realizadas en oportunidades aisladas o en forma reiterada.

Asimismo, la Resolución General N°816/19 de la CNV (según fuera modificada o complementada) establece que, dentro de los sujetos obligados en los términos de los incisos 4, 5 y 22 del artículo 20 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos, quedan comprendidos los a) Agentes de Negociación; b) Agentes de Liquidación y Compensación; c) 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; d) Plataformas de Financiamiento Colectivo; e) Agentes Asesores Globales de Inversión; y f) Las personas jurídicas, contempladas en el inciso 22) del artículo 20 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos que actúen como fiduciarios financieros en fideicomisos 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. Tales sujetos deberán observar lo establecido en la Ley de Prevención del Lavado de Activos, en las normas reglamentarias emitidas por la Unidad de Información Financiera y en la reglamentación de la CNV. Ello incluye los decretos del PEN referidos a las decisiones adoptadas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas, en la lucha contra el terrorismo, y el cumplimiento de las resoluciones (con sus respectivos anexos) del Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto.

Asimismo, todas las sociedades, personas jurídicas u otras entidades contractuales o estructuras jurídicas que desarrollen actividades en Argentina y/o posean bienes y/o activos ubicados y/o colocados en Argentina, deberán informar sus beneficiarios finales, a los fines de su incorporación en el registro público de beneficiarios finales. Todas las personas físicas o jurídicas que desarrollen actividades como prestadores de servicios de activos virtuales, deberán informar sobre sus actividades, a los fines de su incorporación en el registro de prestadores de servicios de activos virtuales.

Para conocer un análisis ampliado del régimen de lavado de activos y financiamiento del terrorismo vigente a la fecha de este Prospecto, los inversores deben consultar con sus asesores jurídicos y leer el Título XIII del Libro 2 del Código Penal de la Nación y las normas dictadas por la UIF, la CNV y el BCRA en su totalidad. A tales fines, las partes interesadas pueden visitar los sitios web del Ministerio de Economía (www.argentina.gob.ar/economia), de la sección de información legislativa (www.infoleg.gob.ar), de la UIF (www.argentina.gob.ar/uif), de la CNV (<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

Lo que sigue es un resumen de las principales cuestiones impositivas de Argentina que pueden ser

de relevancia en relación con la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables y no implica una descripción amplia de los aspectos impositivos de Argentina relacionadas con una inversión en las Obligaciones Negociables.

Se recomienda a los posibles compradores de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos acerca de las consecuencias, conforme a las leyes impositivas del país del que son residentes, de invertir en las Obligaciones Negociables, incluyendo, sin limitación, el cobro de intereses y la venta, rescate o cualquier disposición de las Obligaciones Negociables. Argentina tiene celebrados tratados impositivos con diversos países a fin de evitar la duplicación de impuestos sobre la renta y el patrimonio. En caso de que algún inversor a efectos impositivos resida en uno de los países con convenio, en principio, sus normas serán aplicables antes que la normativa local, excepto que esta última ofrezca tratamiento más favorable que el previsto en el correspondiente convenio.

No obstante que la descripción que sigue se ampara en una interpretación razonable de las normas vigentes, no puede asegurarse que las autoridades de aplicación o los tribunales concuerden con todos y cada uno de los comentarios aquí efectuados.

Impuesto a las Ganancias (“IG”)

Tratamiento aplicable al pago de intereses y ganancias de capital.

Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina.

En virtud de la Ley N° 27.541 (la “**Ley de Solidaridad**”) se reestablece la exención de los puntos 3 y 4 del Artículo 36 bis de la Ley N° 23.576 (la “Ley de Obligaciones Negociables”), motivo por el cual resultan exentos (i) los intereses; y (ii) los resultados por venta u otra forma de disposición, en ambos supuestos de las Obligaciones Negociables que cumplan con las condiciones establecidas en el Artículo 36 de la mencionada Ley N° 23.576 (las “Condiciones del Artículo 36”).

De no cumplir con las Condiciones del Artículo 36, los intereses no amparados por la mencionada exención deben tributar el impuesto progresivo según la escala del Artículo 94 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (“**LIG**”), con una alícuota marginal máxima del 35%. En ese caso, el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que, no obstante las sanciones que puedan aplicarse según la Ley N° 11.683, se perderán los beneficios derivados del tratamiento fiscal resultante de esa ley y, por lo tanto, el emisor será responsable del pago de los impuestos aplicables a los tenedores. De acuerdo con la Resolución General (AFIP) N° 1516/2003 modificada por la Resolución General (AFIP) N° 1578/2003, la AFIP reglamentó el mecanismo para que el emisor pague el Impuesto a las Ganancias cuando se haya producido un incumplimiento de alguna de las Condiciones del Artículo 36.

Por su parte, la ganancia neta de fuente argentina derivada de la venta u otras formas de disposición de Obligaciones Negociables se encontraría gravada por el Impuesto a las Ganancias (“**IG**”) a una alícuota del 5% (en caso de valores en moneda nacional sin cláusula de ajuste) o del 15% (en caso de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera).

Sin perjuicio de lo anterior se destaca que, conforme a las modificaciones introducidas por el Artículo 1 de la Ley N° 27.638 y con aplicación a partir del período fiscal 2021 y siguientes, la exención establecida en el inciso h) del Artículo 26 de la LIG comprende a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva, que establezca el

Poder Ejecutivo Nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule, y en la medida en que no resulten comprendidos en el primer párrafo del citado inciso. Por su parte, el Decreto N° 621/2021 brinda una definición respecto de aquellos instrumentos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo del inciso h) del Artículo 26 de la LIG, el que resultó incorporado en el artículo a continuación del Artículo 80 del Decreto Reglamentario de la LIG (“**DR LIG**”).

Así, en la medida en que no resulten de aplicación las disposiciones del primer párrafo del inciso h) del Artículo 26 de la LIG, los instrumentos emitidos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo de dicho inciso son aquellos que, de manera concurrente, cumplan los siguientes requisitos: (a) cuando: (i) sean colocados por oferta pública con autorización de la CNV o (ii) sean elegibles de acuerdo con la norma que los constituya o cree, o cuando así lo disponga el Poder Ejecutivo nacional; (b) estén destinados al fomento de la inversión productiva en la República Argentina (en los términos establecidos por la reglamentación). Al respecto, la CNV emitió la Resolución General N° 917/2021 (mediante la cual reglamentó la aplicación de estas disposiciones, estableciendo a tal efecto, entre otras cuestiones, el listado de los instrumentos emitidos en moneda nacional comprendidos en las exenciones previstas en la Ley N° 27.638.

Por último, cabe mencionar que, el Artículo 34 de la Ley de Solidaridad dispone que cuando se trate de valores alcanzados por las disposiciones del Artículo 98 de la LIG, no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 26, inciso u) de la LIG, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes del país quedan exentos por los resultados derivados de su compraventa, cambio, permuta o disposición, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV, sin que resulte de aplicación el citado Artículo 109 de la LIG, que dispone que las exenciones totales o parciales establecidas o que se establezcan en el futuro por leyes especiales respecto de títulos, letras, bonos, obligaciones y demás valores emitidos por el Estado Nacional, provincial, municipal o la Ciudad de Buenos Aires, no tendrán efecto en el IG para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país (siempre que no estuvieran comprendidos en los incisos d) y e) y en el último párrafo del Artículo 53 de la LIG).

Beneficiarios del exterior.

En caso de personas humanas, sucesiones indivisas y entidades residentes en el exterior a los fines fiscales (“**Beneficiarios del exterior**”) que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes, se encuentran exentos los intereses en la medida de que las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36.

En el caso de que no se cumplan tales condiciones, resulta aplicable a los Beneficiarios del exterior la alícuota del 35% sobre la presunción de ganancia neta del 43% o del 100% previstas en el Artículo 104 inciso c) apartados 1 y 2 respectivamente de la LIG, según la condición que revistan el tomador y el acreedor.

Por otro lado, cuando se trate de Beneficiarios del Exterior no resultarán de aplicación las restricciones contenidas en el artículo 28 de la LIG ni en el artículo 106 de la Ley N° 11.683, que restringen la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del IG cuando de ello pudiere resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Se encuentran también exentas del IG las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables realizadas por los Beneficiarios del

Exterior que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes, en virtud de lo dispuesto por el cuarto párrafo del inciso u) del Artículo 26 LIG. Asimismo, se encuentran exentos de este tributo los resultados provenientes de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables no comprendidas en el cuarto párrafo del Artículo 26, inciso u) de la LIG obtenidos por Beneficiarios del exterior, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV, sin que resulte de aplicación lo dispuesto en el Artículo 109 de la LIG y siempre que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de tales jurisdicciones.

Cuando la enajenación no califique como exenta por estar el Beneficiario del Exterior radicado en una jurisdicción no cooperante o los fondos invertidos provengan de una jurisdicción no cooperante, corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el Artículo 102 de la LIG sobre la base presunta del 90% prevista en el inciso i) del Artículo 104 de la citada ley.

Conforme el Artículo 19 de la LIG cualquier referencia efectuada a “jurisdicciones no cooperantes”, deberá entenderse referida a aquellos países o jurisdicciones incluidos por el Decreto N° 862/2019 en el listado del artículo 24 del Decreto Reglamentario de la LIG.

La Resolución General AFIP N° 4.227/2018 regula el régimen de retención del IG aplicable a los intereses pagados a Beneficiarios del exterior en caso de que no resulte aplicable la exención.

Entidades Argentinas.

Tanto los rendimientos como las ganancias derivadas de cualquier forma de disposición de Obligaciones Negociables obtenidos por entidades constituidas o inscriptas conforme a las leyes en Argentina, sucursales locales de entidades extranjeras, sociedades unipersonales y personas humanas que llevan adelante determinadas actividades comerciales en Argentina, se encuentran sujetos a una escala de alícuotas progresivas que oscila entre el 25% y el 35% en función de la ganancia neta imponible acumulada del contribuyente, montos que resultan ajustados anualmente por el Índice de Precios al Consumidor (“IPC”). En este marco, las escalas progresivas aplicables para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2024, son las siguientes: (i) ganancia neta imponible acumulada hasta \$34.703.523,08, aplicará la alícuota del 25%; (ii) ganancia neta imponible acumulada superior a \$34.703.523,08 hasta \$347.035.230,79, se abonará \$8.675.880,77 más 30% sobre el excedente de \$34.703.523,08; y (iii) ganancia neta imponible acumulada superior a \$347.035.230,79, se abonará \$102.375.393,08 más 35% sobre el excedente de \$347.035.230,79.

Impuesto al Valor Agregado (“IVA”)

Los pagos de intereses realizados respecto de las Obligaciones Negociables estarán exentos del IVA en la medida en que las Obligaciones Negociables sean emitidas en una oferta pública autorizada por la CNV. Asimismo, en tanto las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36, cualquier beneficio relativo a la oferta, suscripción, suscripción en firma, transferencia, autorización o cancelación de las Obligaciones Negociables estará exenta del IVA en Argentina.

De acuerdo con la Ley N° 23.349 de IVA, la transferencia de Obligaciones Negociables está exenta del IVA aún si no se cumplen las Condiciones del Artículo 36.

Impuesto sobre los Bienes Personales (“IBP”)

Las personas humanas residentes y las sucesiones indivisas residentes en Argentina se encuentran

obligadas al pago del IBP respecto de ciertos activos (tales como las Obligaciones Negociables) de los que fueran titulares al 31 de diciembre de cada año, cuando su valor en conjunto exceda el mínimo no imponible, establecido para el período fiscal 2023 en Ps. 27.377.408,28, monto ajustable anualmente por la variación del IPC correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior. Las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior sólo tributan este gravamen por la totalidad de sus bienes situados en el país, sin aplicar mínimo no imponible. Los montos actualizados que resultarían de aplicación para el período fiscal 2023 se encuentran aún pendientes de publicación por parte de la AFIP.

Por medio de la Ley N° 27.638, con aplicación desde el período fiscal 2021, se modifica el artículo 21 inciso i) del capítulo I del título VI de la ley 23.966, a partir del cual quedan exentas del IBP las Obligaciones Negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con las Condiciones del Artículo 36.

En el caso de no aplicarse la exención, el IBP se calculará aplicando la alícuota correspondiente sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables (en caso de que listen en bolsa) o sobre el costo de adquisición más intereses y diferencias de cambio devengados e impagos (en caso de que no listen en bolsa). Para contribuyentes residentes en el país, el impuesto se determina sobre el valor total de los bienes gravados por el IBP, excluidas las acciones y participaciones societarias, con alícuotas progresivas de entre el 0,50% y el 1,75%. Para la tenencia de bienes situados en el exterior, existen alícuotas progresivas diferenciales de entre el 0,70% y el 2,25%, delegando al Poder Ejecutivo Nacional la facultad de disminuir tales alícuotas en caso de activos financieros situados en el exterior que resultaren repatriados.

Las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior, por los bienes situados en el país, estarán sujetas a la alícuota del 0,50% a partir del ejercicio fiscal 2019; estableciéndose, sin embargo, que no corresponderá el ingreso del IBP cuando su importe sea igual o inferior a Ps. 250.

Si bien las Obligaciones Negociables de personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior están técnicamente sujetas al IBP, ni la Ley del IBP ni su Decreto Reglamentario han establecido ningún procedimiento para la recaudación de dicho impuesto cuando la propiedad se ejerce en forma directa por tales personas humanas o sucesiones indivisas. El régimen del “obligado sustituto” establecido por el primer párrafo del artículo 26 (sujeto local domiciliado o radicado en el país que tenga la disposición, tenencia, custodia o depósito de las obligaciones negociables) no es aplicable a la tenencia de obligaciones negociables (tercer párrafo del Artículo 26 de la Ley del IBP).

Asimismo, la Ley del IBP establece una presunción legal que no admite prueba en contrario, mediante la cual los títulos emitidos por emisores privados argentinos sobre los que tengan titularidad directa una sociedad, cualquier otro tipo de persona de existencia ideal, empresas, establecimientos estables, patrimonios de afectación o explotaciones, domiciliados o, en su caso, radicados o ubicados en el exterior que: (i) estén ubicadas en un país que no exige que las acciones o títulos valores privados sean nominativos y (ii) de conformidad con su naturaleza o estatuto (a) tengan como objeto principal invertir fuera de su país de constitución y/o (b) no puedan realizar determinadas actividades en su propio país o no puedan realizar ciertas inversiones permitidas de conformidad con las leyes de ese país, se considerarán propiedad de personas humanas o sucesiones indivisas residentes en el país; por lo tanto, tales títulos estarán sujetos al IBP.

En esos casos, la Ley de IBP impone la obligación de abonar el IBP para el emisor privado

argentino, como obligado sustituto, la alícuota del 1% a partir del ejercicio fiscal 2019; autorizándolo a recuperar el monto pagado, sin limitación alguna, mediante retención o ejecución de los activos que dieron lugar al pago. El obligado al ingreso del IBP será la entidad emisora de dichos títulos.

Esa presunción legal no se aplica a las siguientes sociedades extranjeras que tengan la titularidad directa de tales títulos valores: (i) compañías de seguros; (ii) fondos de inversión abiertos; (iii) fondos de retiro; y (iv) bancos o entidades financieras cuya casa matriz se encuentre ubicada en un país cuyo banco central o autoridad equivalente haya adoptado las normas internacionales de supervisión bancaria establecidas por el Comité de Basilea.

Por otra parte, el Decreto N° 127/1996, establece que dicha presunción legal no resultará aplicable a acciones y títulos de deuda privados cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas de valores ubicadas en Argentina o en el exterior, como es el caso de las Obligaciones Negociables. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplicará y, por lo tanto, que el emisor privado argentino no deberá actuar como “obligado sustituto”, la sociedad mantendrá en sus registros una copia debidamente certificada de la Resolución de la CNV por la que se autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y de la prueba que ese certificado se encontraba vigente al 31 de diciembre del ejercicio en que se produjo el pasivo impositivo, según lo establecido por la Resolución General AFIP N° 2.151/2006. En caso de que el Fisco argentino considere que no se cuenta con la documentación que acredita (i) la autorización de la CNV y (ii) la negociación de las Obligaciones Negociables en mercados de valores del país o del exterior, la sociedad será responsable del ingreso del IBP.

Impuesto a los Débitos y Créditos en Cuenta Corriente (“IDC”)

En caso de que los inversores utilizaran cuentas bancarias radicadas en instituciones financieras locales en relación con las Obligaciones Negociables, los débitos y créditos originados en esas cuentas podrían estar alcanzados por el IDC. La alícuota general del IDC asciende al 0,6%, aunque existen alícuotas reducidas del 0,075% así como alícuotas incrementadas del 1,2%.

Respecto de los débitos y créditos efectuados en cuentas bancarias radicadas en entidades financieras argentinas, señalamos que la Ley N° 27.541, para los hechos imposables que se perfeccionen a partir del 24 de diciembre de 2019 establece que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas allí mencionadas estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de los mismos. Lo mencionado anteriormente, no resultará de aplicación a las cuentas bancarias cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas.

En general, las entidades financieras involucradas actúan como agentes de percepción y liquidan el IDC.

El Decreto N° 409/2018 estableció que el 33% de las sumas abonadas en concepto del IDC por los hechos imposables sujetos a la tasa general del 0,6%, así como también los gravados a la alícuota del 1,2%, se computarán como pago a cuenta del IG y/o el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta (actualmente derogado) o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del IG. En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo como crédito del IG y/o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas será del 20%. En el caso

de micro, pequeñas y medianas empresas registradas como tales de acuerdo con lo dispuesto en la legislación argentina, el porcentaje de pago a cuenta en el IG puede ser mayor, según sea el caso. Así, la Ley N° 27.264 estableció que el IDC que hubiese sido efectivamente ingresado, podrá ser computado en un 100% como pago a cuenta del IG por las empresas que sean consideradas Micro y Pequeñas Empresas y en un 60% por las industrias manufactureras consideradas “Medianas - tramo 1-” en los términos del artículo 1 de la Ley N° 25.300 y sus normas complementarias.

Adicionalmente, el Decreto 394/2023 dispuso que, a partir del 31 de julio de 2023, las microempresas podrán computar hasta un 30% del IDC efectivamente ingresado como pago a cuenta de hasta el 15% de las contribuciones patronales previstas en el artículo 19 de la Ley de Solidaridad Social que se destinen al Sistema Integrado Previsional Argentino (SIPA).

Existen algunas exenciones del IDC relativas al titular y el destino de las cuentas bancarias. Así, por ejemplo, se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación “A” 3.250 del BCRA) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país (Artículo 10, inciso (s) del anexo al Decreto N° 380/2001).

Mediante la Ley N° 27.702, se prorrogaron hasta el 31 de diciembre de 2027 aquellos impuestos cuya vigencia culminaba el 31 de diciembre de 2022 (IG, IBP, e IDC). En el caso de tenedores de Obligaciones Negociables, los pagos que reciban en cuentas bancarias abiertas en entidades financieras regidas por la Ley N° 21.526 podrían estar sujetos al IDC.

Impuesto para una Argentina Inclusiva y Solidaria (“PAÍS”) y percepción establecida por Resolución General AFIP N°4.815/2020

La Ley N° 27.541 estableció, con carácter de emergencia y por el término de 5 períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de dicha Ley, un impuesto nacional aplicable sobre determinadas operaciones de compra de billetes y divisas en moneda extranjera y demás operaciones de cambio de divisas y adquisición de servicios realizadas por sujetos residentes en el país (personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables). La alícuota aplicable es de hasta el 30%. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

Adicionalmente, por medio de la Resolución General AFIP N° 4.815/2020 se estableció un régimen de percepción con aplicación sobre las operaciones alcanzadas por el impuesto PAÍS. Conforme las últimas modificaciones operadas en el régimen, la percepción aplicable, es del 30% y aplica sobre los montos en pesos que se detallan para cada tipo de transacción. Los montos percibidos serán considerados pagos a cuenta del IBP o del IG, según la situación del sujeto alcanzado.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos (“ISIB”)

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presuma que desarrollan dichas actividades en cualquier jurisdicción en la que obtengan ingresos por intereses derivados de la tenencia de Obligaciones Negociables, o de su venta o transferencia, podrían estar sujetos al ISIB a alícuotas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada Provincia argentina, salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

A la fecha del presente Prospecto, algunas jurisdicciones locales, como la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires establecen que los ingresos resultantes de cualquier operación relativa a Obligaciones Negociables emitidas de acuerdo con la Ley de Obligaciones

Negociables están exentos del ISIB en la medida que hayan sido emitidas de conformidad con las disposiciones establecidas en la Ley N° 23.576 y modificatorias, y mientras resulte de aplicación la exención del IG. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes de bolsa y todo tipo de intermediarios en relación con tales operaciones.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales han establecido regímenes de recaudación del ISIB que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en cuentas bancarias abiertas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas.

Estos regímenes se aplican a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción.

Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos provinciales con un rango que puede llegar, en general, al 5%.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del ISIB para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Los potenciales inversores deben corroborar la existencia de tales mecanismos dependiendo de la jurisdicción que en su caso resulte involucrada.

Impuesto de Sellos (“IS”)

El IS grava la instrumentación de actos y contratos de carácter oneroso, que se otorguen en el territorio de cada Provincia y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o la de aquellos que, siendo instrumentados en una de las mencionadas jurisdicciones o en el exterior, produzcan efectos en el territorio de otra jurisdicción.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, así como en la Provincia de Buenos Aires, están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de las Ley de Obligaciones Negociables. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

También se encuentran exentos del IS en dichas jurisdicciones los instrumentos, actos y operaciones vinculados con la emisión de títulos valores mobiliarios representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por parte de las sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención ampara también a las garantías vinculadas con dichas emisiones. Sin embargo, la exención queda sin efecto si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los títulos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión de la autorización solicitada.

Adicionalmente, los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de los títulos valores debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV están, asimismo, exentas del IS en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires. Esta exención también

queda sin efecto de darse la circunstancia señalada en el párrafo anterior in fine.

Los potenciales adquirentes de las obligaciones negociables deberán considerar la posible incidencia de este impuesto en las distintas jurisdicciones del país con relación a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las obligaciones negociables.

Impuesto a la Transferencia Gratuita de Bienes (“ITGB”)

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la trasmisión gratuita de bienes a herederos, legatarios o donatarios, no se encuentra gravada.

La Provincia de Buenos Aires estableció, a partir del 1 de enero de 2011 y por medio de la Ley N° 14.044 y sus modificaciones, el ITGB.

El ITGB se aplica al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluidos: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia o cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.

Son contribuyentes las personas humanas y jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes. Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el impuesto recae sobre el monto total del enriquecimiento a título gratuito, con respecto a bienes ubicados tanto en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los contribuyentes domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el impuesto recae únicamente sobre el monto del enriquecimiento a título gratuito originado por la transmisión de los bienes ubicados en la Provincia de Buenos Aires.

Respecto del período fiscal 2024, las transmisiones gratuitas de bienes se encuentran exentas de este impuesto cuando su monto total, sin incluir deducciones, exenciones y exclusiones, es igual o inferior a Ps. 2,038,752 , o Ps. 8,488,486 en el caso de padres, hijos y cónyuge.

Las alícuotas aplicables varían entre el 1,60% y 9,51% más el pago de una suma fija, atendiendo al grado de parentesco y el monto de la base imponible involucrada. Las Obligaciones Negociables, en tanto queden involucrados en una transmisión gratuita de bienes, podrían quedar afectados por el ITGB en la jurisdicción señalada.

Respecto de la existencia del ITGB en las demás jurisdicciones provinciales, el análisis debería realizarse tomando en consideración la legislación aplicable en cada Provincia.

Tasa de Justicia

En caso de que sea necesario instituir procedimientos judiciales de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables en Argentina, se impondrá una tasa de justicia (generalmente a una alícuota del 3% y/o del 1,5 % en el caso de juicios sucesorios, entre otros) sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales de Argentina o aquellos con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Oferta pública y exenciones impositivas

La Ley de Obligaciones Negociables establece que para hacer efectivo el tratamiento impositivo preferencial previsto en dicha Ley, las obligaciones negociables deben ser colocadas por oferta pública. En este sentido, la CNV estableció en las Normas de la CNV las pautas mínimas para el proceso de colocación primaria de valores negociables.

Las principales pautas mínimas para la colocación primaria de valores negociables son los

siguientes: Publicación del Prospecto en su versión definitiva, y toda otra documentación complementaria exigida por las Normas de la CNV para el tipo de valores negociables que se trate, por un plazo mínimo de 3 días hábiles con anterioridad a la fecha de inicio de los mecanismos de colocación (formación de libro o subasta o licitación pública), informando como mínimo: (i) tipo de instrumento; (ii) monto o cantidad ofertada indicando si se trata de un importe fijo o rango con un mínimo y un máximo; (iii) unidad mínima de negociación del instrumento; precio (especificando si se trata de un valor fijo o un rango con mínimo y máximo) y múltiplos; (iv) plazo o vencimiento; (v) amortización; (vi) forma de negociación; (vii) comisión de negociación primaria; (viii) detalles sobre las fechas y horarios de la subasta o licitación; (ix) definición de las variables, que podrán incluir, por competencia de precio, tasa de interés, rendimiento u otra variable, y la forma de prorrateo de las ofertas, si fuera necesario; (x) todos los agentes de negociación y los agentes de liquidación y compensación registrados podrán acceder al sistema para ingresar ofertas; (xi) la licitación pública podrá ser, a elección del emisor, ciega (de “ofertas selladas”) en las que ningún participante, incluidos los colocadores, tendrán acceso a las ofertas presentadas hasta después de finalizado el período de subasta, o abierta, de ofertas conocidas a medida que van ingresando por intermedio del mismo sistema de licitación; (xii) vencido el plazo de recepción de ofertas, no podrán modificarse las ofertas ingresadas ni podrán ingresarse nuevas; (xiii) las publicaciones del Prospecto y la documentación complementaria deberán efectuarse por medio de la Autopista de Información Financiera, por medio de la página web institucional de los mercados en funcionamiento y de la página web institucional del emisor.

Las emisoras deben preparar los prospectos describiendo detalladamente los esfuerzos de colocación a ser efectuados y acreditando, en caso de serle requerido por autoridad competente, la realización de esa actividad. Las Obligaciones Negociables no serán consideradas exentas de impuestos simplemente por la autorización de la CNV de una oferta pública.

La oferta puede ser suscripta conforme a un "contrato de underwriting". En tal caso, resulta válida a los fines de considerar cumplimentado el requisito de oferta pública, si el agente colocador realizó los esfuerzos de colocación conforme lo indicado en el artículo 3 del Capítulo IV del Título VI de las Normas de la CNV.

Convenios para evitar la doble imposición internacional

Argentina posee convenios para evitar la doble imposición vigentes con varios países, a saber, Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza, Emiratos Árabes Unidos, Qatar y Uruguay. Los convenios firmados con China, Japón, Luxemburgo, Austria y Turquía no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto.

Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia entre Argentina y Estados Unidos. Desde enero de 2023 está en vigor un acuerdo administrativo internacional para el intercambio de información entre la Administración Federal de Ingresos Públicos de Argentina ("AFIP") y la Administración Tributaria de los Estados Unidos ("IRS").

Por último, destacamos que se ha presentado un proyecto de ley para su consideración legislativa, aprobando el 'Convenio Multilateral para Implementar Medidas Relacionadas con los Tratados Fiscales para Prevenir la Erosión de la Base Imponible y el Traslado de Beneficios' firmado en el marco de la OCDE, cuya aprobación modificará los acuerdos firmados con 17 jurisdicciones.

Los potenciales inversores deberán considerar el tratamiento aplicable bajo los mencionados

convenios según su situación particular.

Restricción respecto de las “jurisdicciones no cooperantes” y de las “jurisdicciones de baja o nula tributación”.

Conforme lo dispuesto en el artículo 18.2. de la Ley N° 11.683 de Procedimiento Tributario, cuando se trate de ingresos de fondos provenientes de países de “baja o nula tributación” a que alude el Artículo 20 de la LIG, cualquiera sea su naturaleza, concepto o tipo de operación de que se trate, se considerará que tales fondos constituyen incrementos patrimoniales no justificados para el tomador o receptor local.

Los incrementos patrimoniales no justificados a que se refiere el párrafo anterior, con más un 10% en concepto de renta dispuesta o consumida en gastos no deducibles, representan ganancias netas del ejercicio en que se produzcan, a los efectos de la determinación del IG y, en su caso, base para estimar las operaciones gravadas omitidas del respectivo ejercicio comercial en el IVA e impuestos internos.

No obstante, AFIP considerará como justificados aquellos ingresos de fondos a cuyo respecto el interesado pruebe fehacientemente que se originaron en actividades efectivamente realizadas por el contribuyente o por terceros en dichos países o que provienen de colocaciones de fondos oportunamente declarados.

Así, conforme el artículo 20 de la LIG, la referencia efectuada a “jurisdicciones de baja o nula tributación”, deberá entenderse referida a aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al 60% de la alícuota mínima contemplada en la escala del primer párrafo del inciso a) del artículo 73 de la LIG.

El Decreto N° 862/2019 dispone que a los fines de determinar el nivel de imposición mencionado en el párrafo anterior deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido y que se entenderá por ‘régimen tributario especial’ a toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta empresaria vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

Por su parte, el artículo 19 de la LIG define a las “jurisdicciones no cooperantes” como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Además, el artículo establece que el Poder Ejecutivo nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto, el que ha sido establecido en el artículo 24 del DR LIG. Además, dicho artículo establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Hacienda (actual Ministerio de Economía) cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

Ni el Prospecto ni el Suplemento de Prospecto respectivo constituirán una oferta de venta, y/o una invitación a formular ofertas de compra de las Obligaciones Negociables: (i) en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas

vigentes; (ii) para aquella/s persona/s o entidad/es con domicilio, constituida/s o residente/s de un país considerado como de “baja o nula tributación”, o para aquella/s persona/s o entidad/es que, a efectos de la adquisición de las Obligaciones Negociables, utilice una cuenta localizada o abierta en un país considerado como de “baja o nula tributación”. El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier país en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera y/o distribuyera el Prospecto y el Suplemento de Prospecto respectivo y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier país a las que se encontraran sujetos y/o en los que realizaran dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni nosotros ni los colocadores que sean designados por la Sociedad, tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes. El inversor deberá asumir que la información que consta en este Prospecto es exacta a la fecha de la portada del presente, y no así a ninguna otra fecha.

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.

Hechos Recientes

Decreto de Necesidad y Urgencia N°70/2023.

El día 21 de diciembre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina el decreto de necesidad y urgencia N° 70/2023 denominado “Bases para la Reconstrucción de la Economía Argentina” (el “DNU 70”) que introdujo reformas de relevancia en diversos regímenes normativos vinculados a distintas materias. Las reformas introducidas por el DNU 70 se basan en tres ejes centrales, de acuerdo con lo que se indica en su redacción: (i) se declara la emergencia económica, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025, (ii) se promueve la desregulación del comercio, los servicios y la industria en todo el territorio nacional, y (iii) se busca fomentar un mayor relacionamiento comercial de la República Argentina con la comunidad internacional. El DNU 70 entró en vigencia a los ocho (8) días corridos de su publicación en el Boletín Oficial, es decir, el 29 de diciembre de 2023.

Entre los principales puntos del DNU 70, cabe destacar las siguientes modificaciones:

1) En materia de energía, bajo el título VIII, se derogan (i) la Ley N° 25.822 (Plan Federal de Transporte Eléctrico); (ii) el Decreto N° 1060/00 relativo a contratos de abastecimiento exclusivo de combustibles; (iii) el Decretos N° 1491/02 de contratos de exportación de energía eléctrica por Potencia Firme y Energía Eléctrica Asociada y los Acuerdos de Comercialización de Generación; (iv) el Decreto N° 634/03 de ampliaciones de transporte de energía eléctrica en alta tensión y por distribución troncal; y (v) el Decreto N° 311/06 que aprobó el otorgamiento de préstamos reintegrables del tesoro nacional al fondo unificado creado por la Ley N° 24.065 destinados al sostenimiento del sistema de estabilización de precios en el mercado eléctrico mayorista.

Adicionalmente, se introducen las siguientes modificaciones al Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica, aprobado por la Ley N° 27.424: (a) Se derogan los arts. 16 a 37 de la ley, relativos a (i) la creación del fondo fiduciario público denominado Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida (“FODIS”); (i) los beneficios promocionales a ser implementados a través del FODIS; y la creación del Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida a partir de fuentes renovables (“FANSIGED”); (b) Se faculta a la Secretaría de Energía a redeterminar la estructura de subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de energía eléctrica y gas natural. El beneficio deberá considerar principalmente un porcentaje de los ingresos del grupo conviviente, en forma individual o conjunta para la energía eléctrica y el gas natural, que será establecido por la reglamentación. Para calcular el costo de los consumos básicos se considerarán las tarifas vigentes en cada punto de suministro; y (c) se faculta a la Secretaría de Energía a definir los mecanismos específicos para materializar la asignación y percepción de subsidios por parte de los usuarios.

2) En materia de desregulación económica, entre otros puntos, se derogaron las siguientes leyes y/o artículos:

(i) Ley N° 26.992 – Ley de Observatorio de Precios, que creaba el Observatorio de Precios cuyo objeto era monitorear, relevar y sistematizar los precios y la disponibilidad de insumos, bienes y servicios que son producidos, comercializados y prestados en el territorio de la Nación y le permitía a dicho Ente recomendar requerimientos de información particulares a las empresas;

(ii) Ley N° 27.221 – Ley de Locación de Inmuebles con fines turísticos, que establecía que los contratos de locación de inmuebles que se celebren con fines turísticos, descanso o similares y cuyo plazo sea inferior a tres (3) meses se registrarían por las normas aplicables al contrato de hospedaje. De este modo, a partir de ahora se les aplican idénticas normas a todos los contratos de locación (principio de libertad de contratación entre las partes);

(iii) Ley N° 27.545 – Ley de Góndolas, a partir de la cual se establecían determinadas reglas para la exhibición de alimentos, bebidas, productos de higiene personal y artículos de limpieza del hogar en las góndolas de los comercios;

(iv) Ley N° 20.680 – Ley de Abastecimiento, que le otorgaba a la Secretaría de Comercio la facultad de imponer severas medidas regulatorias como, por ejemplo, la fijación de precios mínimo o máximos (o márgenes de rentabilidad), o la obligación de producir, distribuir y comercializar en niveles o cuotas establecidas por aquélla; ello, además de las sanciones de naturaleza pecuniaria allí establecidas;

(v) Artículo 2 de la ley N° 21.799 - Carta orgánica del Banco de la Nación Argentina, que establecía que los depósitos judiciales de los Tribunales Nacionales en todo el país (excepto en jurisdicción de la Capital Federal) y ciertos depósitos de fondos en moneda extranjera de organismos del Estado Nacional o empresas con participación estatal, debían hacerse en el Banco de la Nación Argentina;

(vi) Artículos 5, 7, 8, 9, 17, 32, 35, 53 y 54 de Ley N° 25.065 - Ley de Tarjetas de Crédito. El DNU 70 sustituyó una serie de artículos de la mencionada ley, y redefinió el sistema de Tarjeta de Crédito, estableciendo nuevas regulaciones, incluyendo la obligación de divulgar la tasa de financiación, la no capitalización de intereses punitivos y la emisión de resúmenes mensuales detallados; y

(vii) Artículos 3, 4, 23, 26 y 29 de la Ley N° 9.643 - Ley de Operaciones de crédito mobiliario realizadas por medio de certificados de depósito y warrant, sustituyendo una serie de artículos que regulan las operaciones de crédito mobiliario.

3) En materia de reforma del estado, entre otros puntos, se resolvió la derogación de los siguientes cuerpos normativos:

- (i) Decreto-Ley N° 15.349/46 - Régimen de sociedades de economía mixta;
- (ii) Ley N° 13.653 - Régimen de funcionamiento de empresas del Estado;
- (iii) Ley N° 14.499 - Ley de haberes a los jubilados y pensionados aplicables a cajas nacionales;
- y
- (iv) Ley N° 20.705 - Ley de sociedades del Estado.

Adicionalmente, se introdujeron ciertas modificaciones a la ley N° 23.696 y a la ley N° 19.550 en relación con la transformación de empresas del Estado en sociedades anónimas. Las sociedades o empresas con participación del Estado se transformarán en sociedades anónimas y estarán sujetas a las prescripciones de la Ley N° 19.550, en igualdad de condiciones con las sociedades sin participación estatal y sin prerrogativa pública alguna. Se modifica el inc. 3 del art. 299 de la Ley N° 19.550, estableciendo que las sociedades de participación estatal estarán sujetas a fiscalización estatal permanente. A su vez, las empresas en las que el Estado Nacional sea parte no gozarán de ninguna prerrogativa de derecho público ni podrá el Estado Nacional disponer ventajas en la contratación o en la compra de bienes y servicios, ni priorizar u otorgar beneficios de ningún tipo, alcance o carácter en ninguna relación jurídica en la que intervenga.

4) En materia laboral, se realizaron modificaciones a las siguientes leyes, entre otras:

- (i) Ley N° 24.013 – Registro Laboral
- (ii) Ley N° 20.744 – Ley de Contrato de Trabajo
- (iii) Ley N° 14.250 – Convenciones Colectivas de Trabajo
- (iv) Ley N° 23.551 – Asociaciones Sindicales
- (v) Ley N° 27.555 – Régimen Legal del Contrato de Teletrabajo.

Con fecha 30 de enero de 2024, la Cámara del Trabajo resolvió el amparo planteado por la Confederación General del Trabajo (la “CGT”) declarando la inconstitucionalidad del capítulo 4 (correspondiente a la sección laboral) del DNU 70. No obstante, la presente sentencia no se encuentra firme.

5) Por otra parte, bajo el Título X “Justicia” del DNU 70 se derogó la Ley Nacional N° 27.551 - Ley de Alquileres, que había sido dictada en el año 2020 y se introdujeron modificaciones en el Código Civil y Comercial de la Nación, según lo que se indica a continuación:

- (i) Se modifican los artículos 765 y 766, relativos a las obligaciones de dar dinero, estableciendo (i) que el deudor solo se libera de su obligación si entrega las cantidades comprometidas en la moneda pactada, sea o no de curso legal en la República Argentina, y (ii) que los jueces no pueden modificar la forma de pago o la moneda pactada por las partes;
- (ii) Se modifica el artículo 958 relativo a la libertad de contratación, estableciendo que (i) las partes

son libres para celebrar un contrato y determinar su contenido dentro de los límites impuestos por la ley o el orden público, y (ii) que las normas legales siempre son de aplicación supletoria a la voluntad de las partes, aunque la ley no lo determine en forma expresa para un tipo contractual determinado, salvo que la norma sea expresamente imperativa y siempre con interpretación restrictiva;

(iii) Se modifica el artículo 960, estableciendo que los jueces no tendrán facultades para modificar las estipulaciones de los contratos, excepto que sea a pedido de una de las partes cuando lo autoriza la ley.

6) Asimismo, mediante el DNU 70 se introdujeron modificaciones en materia de comercio exterior, (incluyendo modificaciones al Código Aduanero), bioeconomía, minería, aerocomercio, salud, comunicación y turismo, entre otros. En materia de bioeconomía, se deroga la Ley N° 26.737 – Tierras Rurales.

La facultad de emitir decretos de necesidad y urgencia se trata de una disposición de carácter legislativo reconocida al Presidente de la Nación a través del artículo 99 inciso 3 de la Constitución Nacional y que solo puede utilizarse en aquellas circunstancias excepcionales o de emergencia en las que resulta imposible seguir los trámites ordinarios de sanción de leyes.

En este sentido, en tanto se trata de una medida de carácter excepcional, este tipo de decretos deben ser decididos en acuerdo general de ministros y contar con el refrendo conjunto de los mismos y del jefe de gabinete.

Una vez emitido, el Decreto de Necesidad y Urgencia fue sometido a la consideración de la Comisión Bicameral Permanente del Poder Legislativo dentro de los diez (10) días, dicha Comisión debía expedirse respecto de su validez en idéntico plazo y elevar sus conclusiones al plenario de cada Cámara para su tratamiento. Sin embargo, se venció plazo sin que sus conclusiones hayan sido elevadas al plenario, por lo que las Cámaras podrán abocarse a su tratamiento.

El 14 de marzo de 2024, la Cámara de Senadores del Congreso de la Nación, voto por el rechazo del Decreto, encontrándose aun pendiente de tratamiento por parte de la Cámara de Diputados del Congreso de la Nación. En caso de que la Cámara de Diputados vote de igual manera por el rechazo del mismo, el Decreto quedará sin efecto, en caso de que vote afirmativamente, mantendrá su vigencia dado que ambas Cámaras deben rechazar expresamente un Decreto de Necesidad y Urgencia para lograr que el mismo no tenga vigencia. Dicho rechazo produce efectos a partir de ese momento y no de forma retroactiva, por lo que quedan a salvo los derechos adquiridos durante su vigencia.

Decreto N°76/2023.

En fecha 26 de diciembre de 2023, mediante el decreto 76/2023, el presidente Javier Milei convocó al Honorable Congreso de la Nación a Sesiones Extraordinarias desde el 26 de diciembre de 2023 hasta el 31 de enero de 2024. Mediante el decreto 57/2024, de fecha 22 de enero de 2024, el Gobierno prorrogó el período de Sesiones Extraordinarias hasta el 15 de febrero de 2024.

Dentro de los asuntos comprendidos a ser tratados en el mencionado período, se destacan, entre otros, los siguientes proyectos de ley:

- Proyecto de Ley de reforma de las funciones del Estado.
- Proyecto de Ley modificatorio de su similar N° 19.945 respecto de establecer la Boleta Única de Papel
- Proyecto de “Ley de Impuestos a Ingresos Personales”
- Proyecto de Ley por el cual se solicita autorización para que el señor Presidente de la Nación pueda ausentarse del país durante el año 2024, cuando razones de gobierno lo requieran.
- Proyectos de ley para evitar la doble imposición con respecto a los Impuestos sobre la Renta y la Prevención de la Evasión y la Elusión Fiscal entre Argentina y los siguientes países: Japón, el Gran Ducado de Luxemburgo, la República Popular China y la República de Turquía.
- Proyecto de Ley por el cual se aprueba el Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones entre la República Argentina y los Emiratos Árabes Unidos, suscripto en la ciudad de Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, el 16 de abril de 2018.

Proyecto de Ley de “Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos”.

El 27 de diciembre de 2023 el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el mensaje 7/2023, remitió al Congreso de la Nación el Proyecto de Ley de “Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos” (el “Proyecto de Ley”).

El Proyecto de Ley declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, social, previsional, de seguridad, defensa, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025 prorrogables por dos años adicionales y delega una serie de facultades legislativas en el Poder Ejecutivo Nacional hasta tanto dure la emergencia.

Mediante el Proyecto de Ley, en su primera presentación, se han propuesto una serie de modificaciones con el objetivo de promover la libertad económica, la protección del derecho de propiedad, la producción y el desarrollo, junto con el impulso de la interacción libre entre la oferta y la demanda como modo de ordenamiento y reactivación de la economía. Además, se planteó la reconsideración de las funciones del Estado en los distintos sectores de la sociedad.

En su primera presentación al Congreso, el Proyecto de Ley promovía, entre otras cuestiones:

- La ampliación de facultades del Poder Ejecutivo Nacional en el marco de la emergencia declarada a los efectos de que pueda concentrar en un solo régimen el sistema nacional de contrataciones públicas y que posea facultades para reorganizar la Administración Pública Nacional;
- En línea con el punto anterior, atendiendo la necesidad de concentrar la actividad del Estado en sus funciones esenciales, se dispone la privatización de determinadas empresas públicas, en los términos y con los efectos de la Ley N° 23.696 de Reforma del Estado. Dentro de las empresas detalladas en el Anexo I del Proyecto de Ley, cabe mencionar:

- 1) YPF S.A.
- 2) Aerolíneas Argentinas S.A.
- 3) Agua y Saneamientos Argentinos S.A.

4) Banco de la Nación Argentina

- Por otra parte, se faculta al Poder Ejecutivo Nacional a disponer por razones de emergencia la renegociación o en su caso rescisión de los contratos de cualquier tipo que generen obligaciones a cargo del Estado, celebrados con anterioridad al 10 de diciembre de 2023 por cualquier órgano o ente descentralizado de la Administración Pública nacional, con excepción de los contratos suscritos en virtud de los procesos de privatización autorizados por la Ley N° 23.696 y que estén regidos en sus prestaciones por marcos regulatorios establecidos por ley; así como por aquéllos que cuenten con financiamiento internacional;

- La actualización de la Ley General de Sociedades N° 19.550. Entre las modificaciones más relevantes, el Proyecto de Ley propone la incorporación como sociedad unipersonal a las sociedades de Responsabilidad Limitada, a fin de facilitar la radicación de empresas extranjeras y se derogan todas las formas societarias especiales con participación estatal, ya que las mismas se transforman en sociedades anónimas de derecho privado.

- La creación del Régimen de Regularización de Obligaciones Tributarias, Aduaneras y de la Seguridad Social con el fin de lograr el pago voluntario de las obligaciones. En este marco, se prevé la posibilidad de que los contribuyentes y responsables se acojan al régimen, obteniendo distintos beneficios según la modalidad de la adhesión y el tipo de deuda que registren.

- La consolidación en el Estado Nacional de las tenencias de títulos de deuda pública de titularidad de las entidades del Sector Público Nacional comprendido en el artículo 8° de la Ley No. 24.156, y el Fondo de Garantía de la Sustentabilidad creado por el Decreto No. 897/2007.

- Se propusieron una serie de modificaciones a la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 (la “LH”).

- La modificación de la ley N° 26.741, de Yacimientos Petrolíferos Fiscales. Se deroga el art. 1°, que declaraba de interés público nacional y como objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos.

- A los efectos de cumplir con los objetivos de emisiones netas absolutas de Gases Efectos Invernadero (GEI) comprometidos por la República Argentina en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional en el marco del Acuerdo de París, se faculta al Poder Ejecutivo Nacional a asignar derechos de emisión de GEI a cada sector y subsector de la economía compatibles con el cumplimiento de las metas de emisiones de GEI comprometidas por el país para el 2030 y sucesivas.

- La creación del Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI) por medio del cual se otorgarán incentivos a los titulares y/u operadores de grandes inversiones en proyectos nuevos o ampliaciones de existentes que adhieran a dicho régimen.

- Por último, se ratifica el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 70/23.

En posteriores presentaciones al Congreso de la Nación, el Gobierno Nacional propuso modificaciones al Proyecto de Ley tras el debate legislativo, entre ellas se promovió:

- La exclusión de YPF S.A. del listado de empresas públicas a ser privatizadas

- La privatización parcial de Banco de la Nación Argentina, de Empresa Argentina de Soluciones Satelitales Sociedad Anónima AR-SAT (ARSAT) y de Nucleoeléctrica Argentina S.A.; las empresas previamente mencionadas seguirán sujetas a control estatal.

- Mantener sometidas al proceso de privatización a las empresas listadas en el Anexo I del Proyecto de Ley, y a aquellas indicadas en el Anexo II del Proyecto de Ley con ciertas restricciones.

Después de intensas negociaciones y cambios de último minuto solicitados por la oposición, el Gobierno presentó la versión final del Proyecto de Ley que se debatirá en la Cámara de Diputados donde se han eliminado, entre otras cuestiones, el capítulo fiscal, excluyendo temas como el blanqueo de capitales, aumento de retenciones, moratoria y cambios en la ley de impuesto a las ganancias y en la fórmula jubilatoria. Se retiró también la suspensión de la fórmula de movilidad y la propuesta de modificación del impuesto a las ganancias. La iniciativa original elevaba los derechos de exportación, pero este aspecto fue eliminado debido a desacuerdos en el capítulo económico. Se redujeron de 11 a 9 las emergencias declaradas (no se declara emergencia en materias de defensa, social o sanitaria), y se mantuvieron cambios en salud pública, defensa de la competencia, hidrocarburos, biocombustibles y otros, mientras se excluyeron al Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria y al Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas de las facultades de disolución. Además, se limitaron las facultades sobre prórroga de jurisdicción y rescisión de contratos.

El Proyecto de Ley fue aprobado en general por la Cámara de Diputados. Sin embargo, durante el tratamiento en específico el 6 de febrero de 2024, el presidente del bloque del oficialismo presentó una moción para que un artículo del Proyecto de Ley vuelva a ser tratado en comisión y la moción fue aceptada, por lo que deberá volver a ser tratado en comisión y cuando sea considerarlo nuevamente por la Cámara de Diputados, se le someterá al trámite ordinario como si no hubiese recibido sanción alguna.

A la fecha del presente Prospecto no es posible establecer cuando será tratado por comisión el Proyecto de Ley.

Resoluciones N° 48/2024 y N° 49/2024 de la UIF

El 25 de marzo se publicaron en el Boletín Oficial dichas resoluciones dictadas por la Unidad de Información Financiera, que disponen los requisitos mínimos que deberían adoptar y aplicar los proveedores de servicios de activos virtuales registrados ante la CNV, y los abogados, únicamente cuando a nombre y/o por cuenta de sus clientes preparen o lleven a cabo cualquiera de las actividades específicas, conforme se define dicho término en las respectivas resoluciones, para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo, desde su entrada en vigencia, el 26 de marzo de 2024.

Asimismo, se determina que los proveedores de servicios de activos virtuales que al momento de la entrada en vigencia de las presentes se encuentren operando en el país, deberán registrarse como

sujetos obligados, dentro del plazo de 30 días contados desde su registro como proveedores de servicios de activos virtuales ante la CNV.

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).

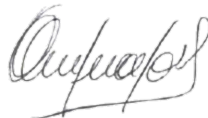
**EMISORA
TECPETROL S.A.**

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



Juan José Mata
Director