

PROSPECTO DE PROGRAMA



PAMPA ENERGÍA S.A.

PROGRAMA DE EMISIÓN DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES SIMPLES (NO CONVERTIBLES EN ACCIONES) Y/O DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES CONVERTIBLES EN ACCIONES POR HASTA US\$1.400.000.000 (O SU EQUIVALENTE EN OTRAS MONEDAS O UNIDADES DE VALOR)

Pampa Energía S.A. (indistintamente, la “Sociedad”, “Pampa Energía”, “Pampa”, la “Compañía” o la “Emisora”), con sede social en Maipú 1, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina (C1084ABA), CUIT N° 30-52655265-9, teléfono: (+54 11) 4344-6000, correo electrónico: investor@pampaenergia.com, sitio web: www.pampaenergia.com.

El presente es el prospecto (el “Prospecto”) correspondiente al Programa de Emisión de Obligaciones Negociables Simples (No Convertibles en Acciones) y/o Convertibles en Acciones por un valor nominal de hasta US\$1.400.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor) en circulación en cualquier momento (el “Programa”) de Pampa Energía, en el marco del cual ésta podrá emitir obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, u obligaciones negociables convertibles en acciones con garantía común, especial y/o flotante y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros), subordinadas o no (las “Obligaciones Negociables”). En el caso que la Sociedad defina a través de sus órganos societarios competentes realizar una emisión en el marco del Programa, deberá previamente efectuar el procedimiento dispuesto por el artículo 46 del Capítulo V del Título II de las normas de la CNV según texto ordenado por la Resolución General N° 622/2013 (con sus modificatorias, las “Normas de la CNV”). El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de USD 1.400.000.000, o su equivalente en otras monedas o unidades de valor. La creación y los términos y condiciones generales del Programa por un monto de hasta US\$2.000.000.000 fueron aprobados en la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad del 30 de septiembre de 2021 y por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 10 de noviembre de 2021. La reducción del monto del Programa de US\$2.000.000.000 a US\$1.400.000.000, con el objetivo de destinar US\$600.000.000 al régimen de emisor frecuente de la Sociedad, fue aprobada en la reunión de Directorio de fecha 9 de agosto de 2023 y por Acta de Delegado de fecha 23 de noviembre de 2023, y por la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”) en su Disposición N° DI-2023-60-APN-GE#CNV de fecha 13 de noviembre de 2023. La actualización del Prospecto fue aprobada por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 6 de marzo de 2024. Conforme a lo dispuesto en el estatuto de la Compañía, el Directorio de la Sociedad y aquellas personas en las que en el futuro dicho órgano delegue, podrán aprobar los términos y condiciones definitivos de las Clases y/o Series de Obligaciones Negociables que en el futuro se emitan bajo el Programa.

La Sociedad se encuentra registrada como emisor frecuente bajo la normativa aplicable de la CNV. Registro de Emisor Frecuente N° 14 otorgado por Disposición N° DI-2021-4-APN-GE#CNV de fecha 26 de febrero de 2021 de la Gerencia de Emisoras de la CNV. La ratificación de la condición de emisor frecuente de la Sociedad fue resuelta por Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2023-61-APN-GE#CNV de fecha 16 de noviembre de 2023. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el prospecto de emisor frecuente de fecha 23 de noviembre de 2023 (el “Prospecto de EF”).

Las Obligaciones Negociables revestirán el carácter de “obligaciones negociables” bajo la Ley N° 23.576 (con sus modificatorias y reglamentarias, la “Ley de Obligaciones Negociables”), serán colocadas por oferta pública de acuerdo a la Ley N° 26.831, (con sus modificatorias y reglamentarias, incluyendo sin limitación la Ley N°27.440 y el Decreto N° 471/2018, la “Ley de Mercado de Capitales” o “LMC”), las Normas de la CNV y demás normas vigentes y tendrán derecho a los beneficios establecidos en la Ley de Obligaciones Negociables y en dicha normativa, y estarán sujetas a los requisitos de procedimiento allí previstos.

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas clases (cada una, una “Clase”) con términos y condiciones específicos diferentes entre las Obligaciones Negociables de las distintas Clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma Clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma Clase podrán ser emitidas en distintas series (cada una, una “Serie”) con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma Clase, y aunque podrán tener las Obligaciones Negociables de las distintas Series diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión, las Obligaciones Negociables de una misma Serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión.

Los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en los suplementos al Prospecto correspondientes a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables (cada uno de ellos, un “Suplemento”). Los términos y condiciones siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas vigentes. Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o flotante o de cualquier otra manera, 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 Emisora podrá destinar los fondos provenientes de la emisión de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables, en cumplimiento del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, al financiamiento y /o refinanciamiento de proyectos o actividades con fines verdes y/o sociales (y sus gastos relacionados, tales como investigación y desarrollo), según se detalle en el Suplemento correspondiente, en virtud de 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 y/o de cualquier otro principio y/o lineamiento que sea permitido por la normativa y/o que resulte aplicable. La CNV no ha emitido juicio sobre el carácter Social, Verde y/o Sustentable que puedan tener las potenciales emisiones bajo el Programa. 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 referido Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de la CNV.

La Sociedad ha optado por que el Programa no cuente con calificaciones de riesgo. Sin perjuicio de ello, la Sociedad podrá optar por calificar o no cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa, y hará constar la calificación otorgada en los Suplementos correspondientes. En caso que la Sociedad opte por calificar una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables, éstas podrán contar con una o más calificaciones de riesgo conforme se indique en los Suplementos correspondientes.

Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar la totalidad de la información contenida en este Prospecto, en el Suplemento correspondiente y, en caso que fuera pertinente, en los avisos respectivos (incluyendo sin limitación los factores de riesgo que se describen en la sección “Factores de Riesgo” del presente Prospecto y de los correspondientes Suplementos).

La Oferta pública fue autorizada por Resolución de la CNV N° RESFC-2021-21540-APN-DIR#CNV de fecha 9 de diciembre de 2021. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto. La veracidad de la información contable, 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 Sociedad y de los Auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley de Mercado de Capitales. El Directorio manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto contiene, a la fecha de su publicación, información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Emisora y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

Agustina Montes
Delegada

Se informa con carácter de declaración jurada que la Sociedad cumple con lo requerido por el artículo 12 de la Sección IV del Título XI de las Normas de la CNV, que establece que la CNV no autorizará la oferta pública de valores en los supuestos en que una entidad emisora, sus beneficiarios finales, y las personas físicas o jurídicas que tengan como mínimo el 10% de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejerzan el control final, directo o indirecto sobre la misma, registren condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o figuren en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.

Podrán solicitarse copias del Prospecto y de los estados financieros referidos en el Prospecto, así como eventualmente, de los Suplementos, en la sede social de la Sociedad o en su página web. La información disponible en este sitio web o en otras partes no se debe considerar incluida o incorporada por referencia en este Prospecto, salvo aquella que se incorpore específicamente por referencia. Asimismo, dicha documentación se encuentra a disposición de los interesados en los sistemas informáticos de aquellos mercados en los que se listen las Obligaciones Negociables así como en la página web de la CNV (<https://www.argentina.gob.ar/cnv>) en el ítem *Empresas* ("Página Web de la CNV").

La fecha del presente Prospecto es 18 de marzo de 2024



María Agustina Montes
Delegada

ÍNDICE

ÍNDICE	3
GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS	4
NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES	6
DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS	9
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA	11
FACTORES DE RIESGO	79
POLÍTICAS DE LA EMISORA	126
INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN, DEL CONSEJO DE VIGILANCIA Y COMITÉ DE AUDITORÍA	134
RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL PROGRAMA	151
ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS	156
ANTECEDENTES FINANCIEROS	159
DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN	211
INFORMACIÓN ADICIONAL	223
INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA	253

María Agustina Montes
Delegada

GLOSARIO DE TÉRMINOS TÉCNICOS

/día	Por día
Bbl	Barril
Boe	Barriles de petróleo equivalente
MMBoe	Millones de barriles de petróleo equivalente
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CVP	Costo Variable de Producción
Disponibilidad	Porcentaje del tiempo en el cual la central o máquina (según corresponda) se encuentra en servicio (generando) o disponible para generar pero no es convocada por CAMMESA.
ENARSA / IEASA	Integración Energética Argentina S.A. (ex Energía Argentina S.A.).
GUDIs	Gran Usuario de Energía Eléctrica con potencia demandada o declarada mayor a 300 kW.
GUMAs	Grandes Usuarios Mayores.
GUMEs	Grandes Usuarios Menores.
GUPAs	Grandes Usuarios Particulares.
GW	Gigawatt.
GWh	Gigawatt – hora
ISO	Condiciones ambientales estándar para la medición de la potencia de salida de la turbina de gas, establecidas por la norma ISO 3977-2: 15°C de temperatura ambiente, humedad relativa de 60% y altitud a nivel del mar.
Kcal	Unidad de energía equivalente a 1.000 Calorías. Una caloría es la cantidad de calor necesaria para elevar en un grado Celsius (1° C) la temperatura de un gramo de agua que se encuentra a 15°C a la presión de 1,01325 bar (101,325 kilopascales).
KV	Kilovolt. Unidad de medida de tensión eléctrica equivalente a 1.000 (mil) volts.

María Agustina Montes
Delegada

KW	Kilowatt o Kilovatio. Unidad de potencia equivalente a 1.000 vatios.
Kwh	Kilovatio-hora. Unidad de energía equivalente a 1.000 vatios-hora.
MAT	Mercado a Término.
MAT ER MEM	Mercado a Término de Energías Renovables Mercado Eléctrico Mayorista.
MMBtu	Millón de Btu (British Thermal Units): Unidad de energía equivalente a 251.995,8 Kcal.
MMm3	Millón de metros cúbicos.
MW	Megawatt o Megavatio. Unidad de potencia equivalente a 1.000.000 (un millón) de vatios.
MWh	Megavatio-hora. Unidad de energía equivalente a 1.000.000 de vatios-hora.
RENPER SADI	Registro de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable Sistema Argentino de Interconexión.
SRRYME	Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico
Tn	Toneladas



María Agustina Montes
Delegada

NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES

Antes de tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar la totalidad de la información contenida en este Prospecto y en los Suplementos correspondientes (complementados, en su caso, por los avisos correspondientes).

Al tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá basarse en su propio análisis de la Sociedad, en los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, y en 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.

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 información contenida en el presente Prospecto corresponde a las fechas consignadas en el mismo y podrá sufrir cambios en el futuro. La entrega de este Prospecto no implicará, bajo ninguna circunstancia, que no se han producido cambios en la información incluida en el Prospecto o en la situación económica o financiera de la Compañía con posterioridad a la fecha del presente.

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

EN LAS OFERTAS PÚBLICAS INICIALES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES LOS AGENTES COLOCADORES QUE PARTICIPEN EN SU COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN POR CUENTA PROPIA O POR CUENTA DE LA EMISORA O 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 DE LA CNV Y DEMÁS NORMAS VIGENTES (LAS CUALES PODRÁN SER SUSPENDIDAS Y/O INTERRUMPIDAS EN CUALQUIER MOMENTO). DICHAS OPERACIONES DEBERÁN AJUSTARSE A LAS SIGUIENTES CONDICIONES: (I) NO PODRÁN EXTENDERSE MÁS ALLÁ DE LOS PRIMEROS 30 DÍAS CORRIDOS DESDE EL PRIMER DÍA EN EL CUAL SE HAYA INICIADO LA NEGOCIACIÓN DE LAS CORRESPONDIENTES OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN EL MERCADO; (II) PODRÁN SER REALIZADAS POR AGENTES QUE HAYAN PARTICIPADO EN LA ORGANIZACIÓN Y COORDINACIÓN DE LA COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LA EMISIÓN; (III) PODRÁN REALIZARSE OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN DESTINADAS A EVITAR O MODERAR ALTERACIONES BRUSCAS EN EL PRECIO AL CUAL SE NEGOCIEN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES COMPRENDIDAS EN LA OFERTA PÚBLICA

María Agustina Montes
Delegada

INICIAL EN CUESTIÓN POR MEDIO DEL SISTEMA DE FORMACIÓN DE LIBRO O POR SUBASTA O LICITACIÓN PÚBLICA; (IV) NINGUNA OPERACIÓN DE ESTABILIZACIÓN QUE SE REALICE EN EL PERÍODO AUTORIZADO PODRÁ EFECTUARSE A PRECIOS SUPERIORES A AQUELLOS A LOS QUE SE HAYA NEGOCIADO LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN CUESTIÓN EN LOS MERCADOS AUTORIZADOS, EN OPERACIONES ENTRE PARTES NO VINCULADAS CON LAS ACTIVIDADES DE ORGANIZACIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COLOCACIÓN; Y (V) AGENTES QUE REALICEN OPERACIONES EN LOS TÉRMINOS ANTES INDICADOS, DEBERÁN INFORMAR A LOS MERCADOS LA INDIVIDUALIZACIÓN DE LAS MISMAS, 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 Sociedad se encontrara sujeta a procesos judiciales de quiebra, concurso preventivo, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares, las normas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables), y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, estarán sujetos a las disposiciones previstas por las leyes de quiebra, concursos, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares y/o demás normas vigentes que sean aplicables.

En lo que respecta a la información contenida en el Prospecto, la Sociedad tendrá las obligaciones y responsabilidades que impone el artículo 119 de la Ley de Mercado de Capitales. Según lo establece dicho 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. Adicionalmente, conforme lo previsto en el Artículo 120 de la mencionada ley, las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores, o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores deberán revisar diligentemente la información contenida en los prospectos de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del Prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión.

Los directores y síndicos del emisor son ilimitada y solidariamente responsables por los perjuicios que la violación de las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables produzca a los obligacionistas, ello atento lo dispuesto en el artículo 34 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Toda persona que suscriba las Obligaciones Negociables reconoce que se le ha brindado la oportunidad de solicitar a la Emisora, y de examinar, y ha recibido y examinado, toda la información adicional que consideró necesaria para verificar la exactitud de la información contenida en el presente, y/o para complementar tal información.

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

Ciertos Términos Definidos

En este Prospecto, los términos “Ps.”, “AR\$”; “Pesos”, “Peso”, o “\$” se refieren a la moneda de curso legal en Argentina y los términos “U.S.\$.” o “US\$”, “USD” y “Dólares” se refieren a la moneda de curso legal en los Estados Unidos de América. El término “Argentina” se refiere a la República Argentina. El término “Estado Nacional”, “Gobierno Nacional” o “Gobierno Argentino” se refiere al Gobierno de la Nación Argentina, el término “Secretaría de Energía”, “SGE” o “SE” refiere a la ex Secretaría de Energía de la Nación Argentina, ex Ministerio de Energía y Minería o ME&M, ex Secretaría de Gobierno de Energía, y ahora Secretaría de Energía de la Nación, la cual que se encuentra dentro de la órbita ministerial del Ministerio de Economía, el término “SEE” refiere a la Secretaría de Energía Eléctrica y ex Subsecretaría de Energía Eléctrica; los términos “Banco Central” o “BCRA” se refieren al Banco Central de la República Argentina, el término “BCBA” se refiere a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, el término “Boletín Diario de la BCBA” se refiere al Boletín Diario de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, “BYMA” a Bolsas y Mercados Argentinos S.A., el término “INDEC” se refiere al

María Agustina Montes
Delegada

Instituto Nacional de Estadística y Censos, el término “IPC” se refiere al Índice de Precios al Consumidor, el término “ENRE” se refiere al Ente Nacional Regulador de la Electricidad, 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 General de Sociedades (T.O. año 1984) y sus modificatorias, “NIIF” refiere a las Normas Internacionales de Información Financiera y “NIC” refiere a las Normas Internacionales de Contabilidad. La Compañía también utiliza en este Prospecto diversos términos y abreviaturas específicas de la industria eléctrica y de la industria del petróleo y gas de Argentina. Véase “*Glosario de Términos Técnicos*”.

Datos de Mercado

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

Redondeo

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

María Agustina Montes
Delegada

DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

Este Prospecto contiene declaraciones sobre hechos futuros. Estas declaraciones prospectivas están basadas principalmente en las expectativas, estimaciones y proyecciones de la Compañía sobre hechos futuros y tendencias financieras que pueden afectar las actividades e industrias de la Compañía. Si bien la Compañía considera que estas declaraciones sobre hechos futuros son razonables, éstas son efectuadas en base a información que se encuentra actualmente disponible para la Compañía y se encuentran sujetas a riesgos, incertidumbres y presunciones, que incluyen, entre otras:

- las condiciones macroeconómicas y microeconómicas, sociales y políticas de Argentina, entre ellas la inflación, las fluctuaciones de la moneda, el acceso al crédito y los niveles de crecimiento, inversión y construcción;
- cambios generales económicos, comerciales, políticos, legales, sociales, o de cualquier otra índole en Argentina y en el mundo;
- las políticas y regulaciones de los gobiernos nacionales y provinciales, entre ellas las intervenciones del estado, reglamentaciones e impuestos que afectan al sector energético en Argentina o que sean relativas a cuestiones ambientales;
- la capacidad de las empresas argentinas, tales como la Compañía, de conseguir financiamiento en condiciones razonables;
- la incertidumbre sobre algunas aprobaciones o acciones legales del gobierno, como medidas transitorias, que puedan llegar a afectar nuestras tarifas;
- la capacidad de la Compañía para renovar ciertas concesiones;
- el volumen de petróleo crudo, productos petrolíferos y gas natural que producimos y vendemos;
- la capacidad para desarrollar y monetizar reservas convencionales y no convencionales;
- cambios en nuestras estimaciones de reservas;
- la capacidad de la Compañía para competir y conducir sus actividades en el futuro;
- cambios en las leyes y regulaciones aplicables al sector energético;
- los precios de energía, potencia y otros servicios relacionados;
- la capacidad para desarrollar nuestros proyectos de expansión y obtener adjudicaciones para nuevos potenciales proyectos;
- las existentes o nuevas o mayores restricciones a la capacidad de convertir Pesos a otras divisas extranjeras o de transferir fondos al exterior;
- el impacto de altas tasas de inflación en nuestros costos;
- las variaciones en el precio de los hidrocarburos y sus derivados;
- cambios en los planes de inversión de la Compañía;
- la escasez de electricidad;
- la competencia en el sector eléctrico, servicios públicos e industrias relacionadas;
- el deterioro de las condiciones económicas y comerciales locales que afectaren a Argentina;
- la falta de aprobación de las autoridades pertinentes de las medidas o transacciones descritas en el presente Prospecto;
- las posibles consecuencias negativas que surjan en relación con o futuras fusiones o reorganizaciones societarias ya sea por falta de aprobación de las autoridades pertinentes, entre otras cuestiones; y
- otros aspectos que se detallan en la sección “Factores de Riesgo”.

Los resultados reales de la Compañía podrían ser radicalmente diferentes a los proyectados en las declaraciones sobre hechos futuros, debido a que, por su naturaleza, estas últimas involucran estimaciones, incertidumbre y presunciones. Las declaraciones sobre hechos futuros que se incluyen en este Prospecto se emiten únicamente a la fecha del presente, y la Compañía no se compromete a actualizar ninguna declaración sobre hechos futuros u otra información a fin de reflejar hechos o circunstancias ocurridos con posterioridad a la fecha de este Prospecto. A la luz de estas limitaciones, las declaraciones referentes al futuro contenidas en este Prospecto no deberán tomarse como fundamento para una decisión de inversión.

María Agustina Montes
Delegada

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



María Agustina Montes
Delegada

INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

RESEÑA HISTÓRICA

La Compañía fue constituida el 12 de enero de 1945, e inscrita en el registro público el 21 de febrero de 1945, bajo el nombre de Frigorífico La Pampa S.A. Su duración es hasta el 30 de junio de 2044. En 2003, la Compañía discontinuó sus primeras actividades comerciales que se limitaban a la titularidad y operación de un frigorífico. En 2005, el grupo de control de la Compañía adquirió su participación controlante en la misma. Tras la citada adquisición, la razón social de la Compañía cambió por Pampa Holding S.A. En septiembre de 2008, la Compañía cambió su nombre nuevamente por "Pampa Energía S.A." y desde entonces opera bajo esa razón social. Como consecuencia de diversas adquisiciones consumadas desde 2006, la Compañía es actualmente la empresa independiente integrada de energía más importante de Argentina y, directamente y/o a través de sus subsidiarias, sociedades sobre las que ejerce el control conjunto y asociadas, se dedica a la generación y transmisión de electricidad en Argentina y a la exploración y explotación de petróleo y gas, petroquímica y comercialización y transporte de hidrocarburos en Argentina, y en menor medida en Ecuador. La Compañía lleva a cabo sus operaciones relacionadas con la energía en un entorno sumamente regulado.

En julio de 2016, Pampa Energía adquirió la totalidad de la participación social de Petrobras Participaciones S. L. ("PPSL"), que a su vez era propietaria en ese momento del 67,2% de las acciones de Petrobras Argentina S.A. ("Petrobras Argentina"), una compañía de energía integrada dedicada a la exploración y explotación de petróleo y gas, refinación, petroquímicos, generación y transmisión de electricidad y comercialización y transporte de hidrocarburos (la "Transacción").

A partir de la Transacción, la Compañía comenzó los procesos de reorganización societaria que se mencionan a continuación, fusionando ciertas subsidiarias (incluyendo sin limitación Petrobras Argentina, Petrobras Energía Internacional S.A. ("PEISA"), Albares Renovables Argentina S.A. (en adelante, "Albares"), Petrolera Pampa S.A. ("PEPASA" o "Petrolera Pampa"), Central Térmica Güemes S.A. ("CTG S.A." o "Güemes"), Central Térmica Loma de la Lata S.A. ("CTLL"), EG3 Red S.A., Bodega Loma la Lata S.A. ("BLL"), Inversora Diamante S.A. ("INDISA"), Inversora Nihuiles S.A. ("INNISA"), Inversora Piedra Buena S.A. ("IPB"), Pampa Participaciones II S.A., PEFM, Central Piedra Buena S.A., Pampa Cogeneración S.A. ("Pacogen") y PHA S.A.U. ("PHA"), Pampa Participaciones S.A.U. ("PP"), Transelec Argentina S.A. ("Transelec"), Pampa Holding MMM S.A.U., Pampa DM Ventures S.A.U., Pampa FPK S.A.U. y Pampa QRP S.A.U.; con Pampa, como sociedad continuadora. Todas las fusiones antedichas se encuentran inscritas ante el Registro Público.

El 7 de diciembre de 2017, la Compañía celebró un acuerdo con Trafigura Ventures B.V. y Trafigura Argentina S.A. (conjuntamente "Trafigura") para la venta de determinados activos relacionados con el segmento de refinación y distribución, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes. El 9 de mayo de 2018, habiéndose cumplido tales condiciones, la Compañía procedió al cierre de dicha venta ("Transacción Trafigura"). Para mayor información, ver "*Políticas de la Emisora - Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales - Venta de Activos del Segmento de Refinación y Distribución*".

El 16 de enero de 2018, la Compañía celebró un acuerdo con Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V. y/o sus subsidiarias ("Vista") para la venta a de las participaciones directas de Pampa del 58,88% en Petrolera Entre Lomas S.A. ("PELSA"), el 3,85% en las áreas Entre Lomas, Bajada del Palo y Agua Amarga, y el 100% en los bloques Medanito S.E. y Jagüel de los Machos ("Transacción Vista"). Con fecha 4 de abril de 2018 se produjo el cierre de la operación, habiéndose cumplido la totalidad de las condiciones precedentes a las cuales se encontraba sujeta. Para mayor información, ver "*Políticas de la Emisora - Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales - Venta de Ciertos Activos del Segmento de Petróleo y Gas*".

María Agustina Montes
Delegada

Con fecha 2 de noviembre de 2018, Pampa acordó con ExxonMobil la venta de acciones de Oleoductos del Valle S.A. ("OldelVal"), representativas del 21% del capital social de Oldelval, conservando la Sociedad acciones representativas del 2,1% del capital social. El día 27 de noviembre de 2018, habiéndose cumplido las condiciones precedentes a las que se encontraba sujeta la transacción, tuvo lugar el cierre de la misma. Para mayor información, ver "*Políticas de la Emisora - Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales - Venta de Ciertos Activos del Segmento de Petróleo y Gas*".

Con fecha 6 de marzo de 2019, la Compañía acordó con Raízen Argentina, licenciataria de la marca Shell, la venta, sujeta al cumplimiento de condiciones precedentes usuales para este tipo de transacciones, de la terminal de almacenamiento Dock Sud, que cuenta con un parque de tanques que totaliza 228 mil m3 de capacidad instalada. Con fecha 30 de marzo de 2019 se produjo el cierre de la operación, habiéndose cumplido la totalidad de las condiciones precedentes a las cuales se encontraba sujeta. Para mayor información, ver "*Políticas de la Emisora - Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales - Venta de Activos del Segmento de Refinación y Distribución*".

Con fecha 29 de mayo de 2019, la Compañía, a través de una de sus subsidiarias, e YPF S.A. ("YPF", y en forma conjunta, las "Adjudicatarias") luego de haber hecho una oferta conjunta, resultaron adjudicatarias de la Licitación Pública Nacional e Internacional N° CTEB 02/2019, la cual fue lanzada mediante la Resolución N° 160/19 de la entonces Secretaría de Gobierno de Energía, relativa a la venta y transferencia por parte de IEASA del fondo de comercio de la Central Térmica Ensenada Barragán ("CTEB"). El día 26 de junio de 2019, habiéndose cumplido las condiciones precedentes a las que se encontraba sujeta la transacción, se perfeccionó la venta y transferencia por parte de IEASA de CTEB a CT Barragán S.A. ("CTB"), sociedad co-controlada por YPF y Pampa.

Posteriormente, el 28 de diciembre de 2020, la Sociedad, como vendedora, celebró un contrato de compraventa de acciones con Empresa de Energía del Cono Sur S.A. ("Edelcos"), como compradora, e Integra Capital S.A., Daniel Eduardo Vila, Mauricio Filiberti y José Luis Manzano, como garantes (el "Contrato de Compraventa de Acciones de Edenor"), en virtud del cual se acordó, sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones precedentes, incluyendo sin limitación, la aprobación de la transacción por parte de la asamblea de accionistas de Pampa y del ENRE, vender 462.292.111 acciones ordinarias nominativas no endosables Clase A emitidas por Edenor, de valor nominal \$1 cada una y con derecho a un voto por acción, representativas del 51% del capital social y votos de dicha sociedad (la "Transacción Edenor"). Con fecha 17 de febrero de 2021, se celebró la asamblea de accionistas de Pampa en la cual se aprobó, entre otras cuestiones, la venta de la totalidad de las acciones Clase A emitidas por Edenor, representativas del 51% del capital social y derechos de voto de dicha sociedad con fecha 24 de junio de 2021, se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina (el "BO") la Resolución ENRE N° 207/21, que autorizó a la Sociedad a transferir la totalidad de las acciones Clase A, representativas del 51% del capital social y votos de Edenor, a Edelcos. En ese sentido, y de acuerdo con lo previsto en el Contrato de Compraventa de Acciones de Edenor, con fecha 30 de junio de 2021 tuvo lugar el cierre de esta transacción, operando la transferencia de la totalidad de las acciones Clase A de Edenor de las que era titular la Compañía. Para más información, ver "*Políticas de la Emisora - Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales - Venta de la Participación Controlante de la Compañía en Edenor*".

El 15 de septiembre de 2022, Pampa suscribió con Hidrocarburos del Norte S.A. un contrato para la venta de sus acciones Clase A representativas del 28,5% del capital social de Refinor. El 14 de octubre de 2022, habiéndose cumplido las condiciones precedentes, la Sociedad transfirió las acciones mencionadas. Para más información, ver "*Políticas de la Emisora - Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales - Venta de la Participación en Refinería del Norte S.A.*".

Por otro lado, el 16 de diciembre de 2022, Pampa adquirió al Gobierno de la Provincia de La Rioja el 100% de Vientos de Arauco S.A., sociedad que opera el Parque Eólico Arauco de 100 MW, ubicado en Arauco, provincia de La Rioja. Este parque comercializa su energía bajo el Programa RenovAr desde marzo de 2020 por 20 años. Para más información, ver "*Políticas de la Emisora - Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales - Adquisición de Vientos de Arauco S.A.*".

El día 16 de agosto de 2023, Pampa adquirió el 45% del Área Rincón de Aranda (el "Área") propiedad de Total Austral S.A. ("Total"), y a cambio cedió a Total el 100% del Parque Eólico Mario Cebreiro, un parque eólico de 100 MW, ubicado en la

María Agustina Montes
Delegada

ciudad de Bahía Blanca. El Área tiene una concesión para la explotación convencional de hidrocarburos, la cual se fue reconvertida a una concesión no convencional, en la cual la Sociedad pasó a concentrar el 100% de la nueva concesión no convencional, incrementando así tanto sus reservas como su producción de crudo. Con esta incorporación, Pampa sigue diversificando su presencia en el sector energético, refuerza su apuesta al desarrollo de Vaca Muerta y aumenta su exposición en el segmento del petróleo no convencional, en un bloque con un gran potencial productivo. Para más información, ver *“Políticas de la Emisora - Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales – Intercambio de activos con Total Austral S.A.”*.



María Agustina Montes
Delegada

DESCRIPCIÓN DEL SECTOR EN QUE SE DESARROLLA SU ACTIVIDAD

El Sector Energético de Argentina

Marco Regulatorio de la Electricidad

Antecedentes

Hacia 1990, prácticamente toda la industria de suministro eléctrico de la Argentina estaba controlada por el sector público. En 1991, el Gobierno Argentino encaró un proceso de privatización de las compañías estatales de generación, transmisión y distribución de electricidad. En enero de 1992, el Congreso de la Nación Argentina ("Congreso Nacional") aprobó la Ley 24.065, que junto con la Ley 15.336, sus decretos reglamentarios y normativa complementaria conforma el marco regulatorio de la electricidad (el "Marco Regulatorio de la Electricidad"), el cual estableció los lineamientos para la reestructuración y privatización del sector eléctrico. El Marco Regulatorio de la Electricidad, que continúa brindando el marco para la regulación del sector eléctrico, diferenció la generación, transmisión y distribución de electricidad como actividades comerciales distintas, cada una de las cuales estaba sujeta a una normativa específica aplicable a cada segmento.

El objetivo final de la privatización era reducir las tarifas que los usuarios pagaban y mejorar la calidad del servicio de suministro de electricidad a través de la competencia. El proceso de privatización comenzó en febrero de 1992 con la venta de varias instalaciones importantes de generación térmica y continuó con la venta de instalaciones de transmisión y distribución (algunas de las cuales son actualmente de nuestra propiedad) y de otras instalaciones de generación (hidroeléctrica y termoeléctrica).

La Ley N° 25.561 (la "Ley de Emergencia Pública"), combinada con la devaluación del Peso y las altas tasas de inflación, tuvo un grave efecto sobre las empresas de servicios públicos en Argentina. Dado que las empresas de servicios públicos estaban impedidas de incrementar las tarifas, la inflación derivó en disminuciones de sus ingresos en términos reales y el deterioro de su desempeño operativo y situación patrimonial. La mayoría de las empresas de servicios públicos además habían contraído importantes endeudamientos en moneda extranjera bajo el régimen de la Ley de Convertibilidad (tal como se definirá más adelante) y, tras la devaluación del Peso, la carga por el servicio de la deuda de estas empresas sufrió un significativo aumento, lo que forzó a que muchas de éstas suspendieran los pagos de su deuda en moneda extranjera en 2002. Esta situación ocasionó que numerosas empresas generadoras, transportistas y distribuidoras de electricidad de Argentina pospusieran nuevas inversiones en sus redes. Por tal motivo, los participantes del mercado eléctrico argentino, en particular los generadores, en la actualidad están operando prácticamente a capacidad plena, lo que podría dar por resultado un suministro insuficiente para satisfacer la creciente demanda de energía en el ámbito nacional.

Para hacer frente a la crisis de electricidad, el Gobierno Argentino ha modificado varias veces las normas del Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") desde el año 2002. Estas modificaciones incluyen la imposición de topes en los precios que los distribuidores pagan por la adquisición de energía eléctrica (conforme a la Resolución SE N° 8/02) y el requisito de que todos los precios cobrados por las empresas generadoras se calculen sobre la base del precio del gas natural (también regulado por el Gobierno Argentino), independientemente del combustible efectivamente utilizado en las actividades de generación (conforme a la Resolución SE N° 240/03), lo que conjuntamente generó un importante déficit estructural en la operación del MEM.

El Gobierno Nacional implementó diversas medidas para regular la operación del MEM y la de los agentes intervinientes, tales como la Resolución SE N° 95/2013, en virtud de la cual se fijaron nuevos valores para la remuneración de costos fijos y variables a pagarse a los generadores, cogeneradores y autogeneradores por las ventas de energía, excluyendo a las centrales hidroeléctricas binacionales, a la generación nuclear y a la generación comprendida bajo el marco de contratos regulados por la SE, tales como los contratos celebrados bajo el Programa Energía Plus. Esta resolución suspendió temporalmente nuevos contratos del Mercado a Término del MEM, excepto los mencionados en su artículo 1, estableció que una vez extinguidos los contratos vigentes en el Mercado a Término, los Grandes Usuarios (los "GU")

María Agustina Montes
Delegada

debían comprar la energía a CMMESA y, a la vez centralizó la gestión comercial y entrega de combustible en CMMESA. La suspensión de los contratos entre generadores y GU se mantiene a la fecha excepto por los contratos que se celebran bajo el Servicio de Energía Plus y el MATER.

La Resolución N° 95/2013 de la SE, modificada por la Resolución N° 529/2014, ha sido modificada en reiteradas ocasiones con el objetivo de ir actualizando los valores remunerativos de los generadores. La Resolución (SE) N° 19/17, la Resolución (SRRYME) N° 1/19, y, finalmente la Resolución (SE) 31/20 modificaron el régimen completo de remuneración de generación.

La Resolución SE N° 31/20 introdujo un nuevo esquema remunerativo en pesos argentinos, reemplazando los precios en dólares y reduciéndolos según la tecnología empleada, con posteriores ajustes por la SE. Véase, *“Información sobre la Emisora – Descripción del Sector en el que se Desarrolla su Actividad - El Sector Energético de Argentina – Marco Regulatorio de la Electricidad – Esquema Remunerativo para la Generación sin Contratos”*.

Autoridades Regulatorias

Las principales autoridades regulatorias actualmente a cargo del mercado eléctrico argentino son las siguientes:

- (1) El Ministerio de Economía (a través de la SE);
- (2) el ENRE, y
- (3) CMMESA.

El 5 de septiembre de 2018, a través del Decreto N° 801/2018, el Gobierno Argentino dispuso el reordenamiento estratégico de ministerios, causando la disolución del ME&M y su transformación en Secretaría de Energía, la cual queda dentro de la órbita de control del Ministerio de Economía. Con el cambio de administración en el Gobierno Argentino, por medio del Decreto N° 7/2019 de fecha 10 de diciembre de 2019, se modificó nuevamente la Ley de Ministerios, creándose el Ministerio de Desarrollo Productivo y disponiendo bajo su órbita a la Secretaría de Energía de la Nación. Mediante el Decreto N° 804/2020 de fecha 14 de octubre de 2020, se dispuso que la Secretaría de Energía pase a estar bajo la órbita del Ministerio de Economía. El 11 de diciembre de 2023, el Decreto N° 8/23 modificó la Ley de Ministerios reduciendo los ministerios a 9, manteniendo a la SE bajo la órbita del Ministerio de Economía.

El 20 de diciembre de 2023, a través del DNU N° 55/23, el Gobierno Argentino declaró la emergencia del Sector Energético Nacional en lo que respecta a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal y de transporte y distribución de gas natural. Tal declaración de emergencia y las acciones que de ella deriven, tendrán vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024. Asimismo, la nueva administración del Gobierno Argentino dispuso mediante el mencionado DNU, la intervención del ENRE y del ENARGAS desde el 1 de enero de 2024 y hasta la designación de los miembros del Directorio que resulten del proceso de elección, dispuso el cese de los procesos iniciados por la administración anterior y el inicio de nuevos procesos.

El Ministerio de Economía tiene a su cargo, entre otras, las siguientes tareas:

- Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el Poder Ejecutivo Nacional.
- Entender en la recaudación y distribución de las rentas nacionales, según la asignación de Presupuesto aprobado por el Congreso de la Nación y en su ejecución conforme a las pautas que decida el Jefe de Gabinete de Ministros con la supervisión del Poder Ejecutivo Nacional.
- Entender en la elaboración, aplicación y fiscalización del régimen impositivo y aduanero;
- Entender en la acuñación de monedas e impresión de billetes, timbres, sellos, papeles fiscales, otros valores y otros impresos oficiales de similares características.
- Entender en todo lo referido a los aspectos normativos de deudas a cargo de la Administración Pública Nacional.

María Agustina Montes
Delegada

- Entender en la programación macroeconómica a corto, mediano y largo plazo y en la orientación de los recursos acorde con la política nacional en materia regional.
- Participar en las negociaciones y modificaciones de los contratos de obras y servicios públicos, en el ámbito de su competencia.
- Evaluar los resultados de la política económica nacional y la evolución económica del país.
- Participar en la política laboral y tributaria vinculada a las unidades de producción, en el ámbito de su competencia.
- Participar en la conformación y administración de los regímenes de precios índices, en el ámbito de su competencia.

La Secretaría de Energía

De acuerdo con lo previsto en el Decreto N° 804/2020, las funciones de la SE son:

- Intervenir en la elaboración y ejecución de la política energética nacional;
- Entender en los planes, programas y proyectos del área de su competencia;
- Intervenir en la elaboración y fiscalización del régimen de combustibles y entender en la fijación de sus precios, cuando así corresponda, acorde con las pautas respectivas;
- Intervenir en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área energética, en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra o de servicios públicos, así como en la elaboración de normas de regulación de las licencias de servicios públicos aplicables a los regímenes federales en materia energética;
- Ejercer las funciones de Autoridad de Aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética;
- Entender en la elaboración de estructuras arancelarias en materia de energía;
- Entender en el diseño y ejecución y, asistir en la elaboración de la política de reembolsos y reintegros a la exportación;
- Asistir al/a la Ministro/a en la investigación y desarrollo tecnológico en las distintas áreas de energía;
- Ejercer las atribuciones otorgadas a los órganos del estado nacional en la Ley N° 27.007;
- Dirigir la representación en las empresas del sector energético, donde la Secretaría posea participación accionaria y ejerza la tenencia accionaria;
- Coordinar la gestión de los directores que representan al estado nacional en aquellas empresas del sector energético con participación estatal en el ámbito de la Jurisdicción;
- Promover la aplicación de la política sectorial fomentando la explotación racional de los recursos naturales y la preservación del ambiente;
- Promover la utilización de nuevas fuentes de energía, la incorporación de oferta hidroeléctrica convencional y la investigación aplicada a estos campos;
- Asistir en la celebración de los acuerdos de cooperación e integración internacionales e interjurisdiccionales en materia energética en los que la Nación sea parte, y supervisar su ejecución;
- Entender en el diseño y la ejecución de la política de relevamiento, conservación, recuperación, defensa y desarrollo de los recursos naturales en el área de energía;
- Ejercer la representación de la Secretaría en el Consejo Federal de la Energía Eléctrica;
- Entender en la definición de la política nuclear, en todo lo relacionado con los usos pacíficos de la energía nuclear o fuentes radiactivas, el ciclo de combustibles, la gestión de residuos radiactivos, el desarrollo e investigación de la actividad nuclear, y en particular lo relacionado con la generación de energía nucleoelectrónica;
- Ejercer el control tutelar del ENRE, del ENARGAS, de la Unidad Especial del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica y de la Comisión Nacional de Energía Atómica;
- Propiciar y celebrar convenios con entidades públicas y privadas y participar en las negociaciones con organismos nacionales e internacionales en materia de energía.

Por su parte, el ENRE es un ente autárquico creado por Ley N° 24.065, cuyas facultades regulatorias y jurisdiccionales, incluyen, entre otras:



María Agustina Montes
Delegada

- Exigir el cumplimiento del Marco Regulatorio de la Electricidad;
- Dictar los reglamentos a los que deben ajustarse los agentes del MEM;
- Controlar la prestación de servicios eléctricos y exigir el cumplimiento de los términos y condiciones de las concesiones;
- Supervisar el cumplimiento de adoptar las normas aplicables a las empresas de generación, transporte y distribución, y a los usuarios de electricidad y otras partes relacionadas, en relación con la seguridad, procedimientos técnicos, medición y facturación de consumos eléctricos, interrupción y reconexión de suministro, acceso de terceros a las instalaciones utilizadas en la industria de la electricidad y calidad de los servicios ofrecidos;
- Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas y discriminatorias entre participantes de la industria de la electricidad, y
- Aplicar sanciones por violación de concesiones y otras reglamentaciones relacionadas, y
- Realizar el arbitraje de conflictos entre los participantes del sector eléctrico.

Hasta la intervención del ENRE, de acuerdo al Decreto N°277/2020, el ENRE operaba bajo la administración de un directorio integrado por cinco miembros designados por el Gobierno Argentino. Dos de los miembros son propuestos por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica ("CFEE"). El CFEE se financia con un porcentaje de los ingresos percibidos por CAMMESA por cada MWh vendido en el mercado. El sesenta por ciento (60%) de los fondos percibidos por el CFEE se reserva para el Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales, del cual el CFEE distribuye fondos a las provincias que cumplieron con ciertas disposiciones tarifarias específicas. El cuarenta por ciento (40%) restante se invierte en el desarrollo de servicios eléctricos en el interior del país.

El Decreto N° 277/20, del 17 de marzo de 2020, ordenó la intervención del ENRE hasta el 31 de diciembre de 2020 y suspendió las funciones de su directorio. Esta intervención fue extendida primero hasta el final de 2021 y luego hasta el 31 de diciembre de 2022 con el Decreto N° 871/2021. El 20 de diciembre de 2023, a través del DNU N° 55/23, se dispuso la intervención del ENRE y del ENARGAS desde el 1 de enero de 2024 y hasta la designación de los miembros del Directorio que resulten del proceso de elección.

Por otro lado, CAMMESA es una empresa privada sin fines de lucro creada por el Decreto N° 1192/1992, sobre la base de la figura del Despacho Nacional de Cargas, según lo previsto en el artículo 35 de la Ley N° 24.065 cuya función es coordinar técnica y administrativamente la oferta y la demanda de energía eléctrica dentro de un sistema de operación en tiempo real, centralizando y procesando la información producida por los agentes del MEM. CAMMESA es responsable del despacho y la operación de la red nacional y la gestión de las transferencias económicas en el MEM. Sus accionistas poseen una participación del 20% cada uno y son los siguientes (i) Estado Nacional; (ii) la asociación que representa las empresas de generación; (iii) la asociación que representa las empresas de transmisión; (iv) la asociación que representa las empresas de distribución; y (v) la asociación que representa los GU.

La Secretaría de Energía posee y ejerce los derechos de las acciones estatales de CAMMESA por intermedio de la SEE. CAMMESA es una compañía de gestión privada con propósito público y numerosas decisiones se toman a base a las instrucciones de la SE.

CAMMESA es mandataria del Estado Nacional y funciona como la entidad encargada de despacho, y es responsable por el despacho de energía y el funcionamiento de la red, así como la administración de las transacciones económicas del MEM. En este sentido, actúa principalmente como intermediario al recolectar las sumas de dinero de los deudores del sistema (es decir, de distribuidores y grandes usuarios) y los entrega a los acreedores (es decir, los generadores y transportistas). En los últimos años, dada la política del gobierno nacional de no trasladar el costo total de generación y transporte a la demanda y la falta de pago de las distribuidoras, lo obtenido de distribuidores y GU no es suficiente para pagar las deudas, por lo tanto, el Gobierno Nacional cancela las deudas a través de fondos gubernamentales y subsidios. Asimismo, esta compañía interviene en la compraventa de energía eléctrica en el extranjero; compra y administra combustibles para los generadores del MEM (de acuerdo con el artículo 8 de la Resolución SE N° 95/2013 y el artículo 4



María Agustina Montes
Delegada

de la Resolución SE N° 529/2014 y sus modificatorias); controla la operación del MEM, maximizando la seguridad y calidad de la electricidad y minimizando los precios.

CAMMESA es administrada por un directorio formado por representantes de sus accionistas. Su directorio está compuesto por diez directores titulares y diez directores suplentes, y cada una de las asociaciones que representan a las empresas de generación, transmisión y distribución y a los GU tiene derecho a designar a dos directores titulares y dos directores suplentes de CAMMESA. Los otros directores de CAMMESA son el director de la SE. El presidente del Directorio es el Secretario de Energía. Las decisiones adoptadas por el directorio requieren el voto favorable del presidente del directorio. Los costos operativos de CAMMESA se financian a través de aportes obligatorios de los agentes del MEM. Para mayor información respecto de CAMMESA, las partes interesadas pueden visitar su sitio de internet, <https://portalweb.cammesa.com/default.aspx>. La información contenida en este sitio web no forma parte del presente Prospecto.

Facultades regulatorias de las provincias

Las provincias pueden regular y, de hecho, regulan los sistemas eléctricos dentro de sus respectivos territorios no conectados al Sistema Argentino de Interconexión ("SADI") y son las autoridades de aplicación a cargo de otorgar y controlar las concesiones de distribución de electricidad dentro de sus territorios. No obstante, si un participante del sector eléctrico provincial se conecta al SADI, también debe cumplir con reglamentaciones federales. En términos generales, las provincias adhieren a los lineamientos regulatorios federales y establecen instituciones similares (excepto por el rol de CAMMESA). Por otra parte, es muy poco habitual que existan sistemas eléctricos provinciales aislados y la mayor parte de los actores provinciales se conectan al SADI y compran y venden electricidad en el MEM, el cual se encuentra comprendido dentro de las facultades regulatorias del Gobierno Nacional.

Participantes Clave

La Ley N° 24.065 enunció a los participantes clave que interactúan en el MEM. Los generadores, transportistas, distribuidores y GU son agentes del MEM. Los comercializadores son considerados participantes, si bien no alcanzan la categoría de agente del MEM. Asimismo, de conformidad con dicha Ley, la generación de energía eléctrica es calificada como una actividad de interés público afectada al servicio público de transmisión y distribución de electricidad, pero realizada en el marco de un mercado competitivo.

Generadores

Los generadores son empresas que explotan plantas de generación de electricidad que venden su producción ya sea en forma parcial o total a través del SADI. Los generadores están sujetos a las normas de programación y despacho establecidas en las resoluciones y administradas por CAMMESA. Los generadores privados también pueden acceder a contratos directos con distribuidores o con GU. Sin embargo, esta posibilidad fue suspendida por la Resolución SE N° 95/2013, que aún está vigente, con excepción del Programa de Energía Plus y los contratos de suministro de energía renovable. Al 31 de diciembre de 2023, la potencia instalada de Argentina reportada por CAMMESA era de 43.774 MW. En 2023, las empresas de generación térmica generaron 73.018 GWh (52%), las empresas de generación hidroeléctrica generaron 38.514 GWh (27%), las empresas de generación nuclear generaron 8.963 GWh (6%) y las de generación de energía renovable generaron 20.085 GWh (14%). En 2023, se registraron importaciones por 6.214 GWh (vs. 6.310 GWh del 2022), exportaciones por 98 GWh (vs. 31 GWh del 2022) y pérdidas de energía por 5.840 GWh (vs. 5.455 del 2022). Los generadores de energía eléctrica cuya fuente es térmica (generación por gas natural, líquidos derivados del petróleo como gasoil y fuel oil, o carbón) no necesitan una concesión estatal para funcionar, en tanto que los generadores cuya fuente es hidráulica sí necesitan una concesión estatal a los efectos del uso de las aguas. Términos típicos incluidos en estos acuerdos de concesión incluyen, entre otros: derecho a usar los recursos e instalaciones hídricas por un plazo determinado (por ej., 30 años) cuando el dique es propiedad del Gobierno Nacional o cualquier gobierno provincial y la opción de extender o renovar el plazo de la concesión por una cantidad determinada de años. Por lo general, el concesionario efectúa un pago inicial al Gobierno Nacional o al provincial por única vez a cambio de los derechos otorgados en la concesión y paga periódicamente un canon y/o regalías al respectivo gobierno de la provincia en la que

María Agustina Montes
Delegada

está situado el río, a cambio del uso de este recurso hídrico. Normalmente, estos cánones periódicos varían según la energía generada.

Transportistas

Las empresas transportistas tienen una concesión otorgada por el Estado Nacional para transportar energía eléctrica desde el punto de suministro mayorista hasta los distribuidores debido a que esta actividad es considerada como un servicio público. La actividad de transporte en la Argentina está subdividida en dos sistemas: el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión ("STEEAT"), que opera a 500 kV y transporta energía eléctrica entre regiones, y el sistema de distribución troncal ("STEEDT"), que opera a 132/220 kV y conecta a los generadores, distribuidores y GU dentro de la misma región. La Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. ("Transener") es la única compañía a cargo del STEEAT, y existen seis compañías regionales dentro del STEEDT (Líneas de Transmisión del Litoral S.A., Transnoa S.A., Transnea S.A., Transpa S.A. ("Transpa"), Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires S.A. ("Transba") y Distrocuyo S.A.). Además de estas compañías, existen compañías transportistas independientes que operan en virtud de una licencia técnica otorgada por las compañías del STEEAT o del STEEDT.

Los servicios de transporte se llevan a cabo a través de concesiones, que se asignan en base a procesos licitatorios. Las empresas de transporte tienen a su cargo la operación y el mantenimiento de sus redes, pero no son responsables de la ampliación del sistema. Las concesiones de transporte operan de conformidad con estándares técnicos, de seguridad y confiabilidad establecidos por el ENRE. Se aplican multas cuando la empresa concesionaria de transporte no cumple con estos criterios, especialmente aquellos relativos a cortes de suministro y tiempo de inutilización de la red de suministro. Las empresas generadoras sólo pueden construir líneas para conectarse a la red de suministro. Los usuarios pagan por la nueva capacidad de transporte contratada por ellos o en su nombre. Las redes de transporte o distribución conectadas a un sistema integrado deben brindar libre acceso a todos aquellos terceros que quieran ingresar al SADI excepto que se trate de una línea habilitada por la SE como de uso exclusivo por el titular.

Distribuidores

Los distribuidores son empresas que poseen una concesión para distribuir energía eléctrica a los usuarios finales, y deben suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva, a un precio (tarifa) y en virtud de condiciones establecidas en la normativa. Los contratos de concesión incluyen multas en caso de falta de suministro. Las tres compañías de distribución que se desprendieron de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires ("SEGBA") (Edenor, Edesur y Empresa Distribuidora La Plata ("Edelap") representan más del 41% del mercado de energía eléctrica en la Argentina. Sólo unas pocas compañías de distribución (Empresa Provincial de Energía de Córdoba, Empresa de Energía de Santa Fe y Energía de Misiones) permanecen en manos de gobiernos provinciales y cooperativas. Edelap fue transferida a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires.

El Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires ("OCECBA") supervisa el cumplimiento por parte de los distribuidores de la Provincia de Buenos Aires, incluidos Eden, Edes y Edea, así como los distribuidores municipales, de las disposiciones de sus respectivos contratos de concesión. Edenor y EDESUR son las mayores empresas de distribución de energía y, junto con Edelap, originalmente conformaban SEGBA, que fue dividida en tres empresas de distribución al momento de su privatización en 1992.

Se otorgaron concesiones de distribución y venta minorista, con términos específicos para el concesionario establecidos en el contrato. Los períodos de concesión se dividen en "períodos de administración" que le permiten al concesionario abandonar la concesión en determinados intervalos.

María Agustina Montes
Delegada

Grandes Usuarios del MEM

El MEM clasifica a los GU de energía en tres categorías (1) Grandes Usuarios Mayores ("GUMA"), (2) Grandes Usuarios Menores ("GUME") y (3) Grandes Usuarios Particulares ("GUPA"):

- GUMAs son usuarios con una capacidad máxima igual o mayor que 1 MW y un consumo anual mínimo de 4.380 MWh. Estos usuarios deben contratar al menos el 50,00% de su demanda y adquirir el resto en el mercado spot. Las transacciones que realizan estos usuarios en el mercado spot son facturadas por CAMMESA.
- GUMEs son usuarios con una capacidad máxima que oscila entre 30 kW y 2000 kW. No están obligados a tener una demanda anual mínima. Estos usuarios deben contratar la totalidad de su demanda y no operan en el mercado spot.
- GUPAs son usuarios con una capacidad mínima de 30 kW y una capacidad máxima de 100 kW. No están obligados a tener una demanda anual mínima. Estos usuarios deben contratar la totalidad de su demanda y no operan en el mercado spot.

Comercializadores

Por último, la Ley N° 24.065 considera la existencia de los comercializadores, quienes realizan la compra o venta de energía eléctrica para terceros y por cuenta y orden de terceros en el MEM. A partir del Decreto 186/1995 el Poder Ejecutivo Nacional reconoció la calidad de participante del MEM a (artículo 5°): (i) las empresas que obtengan autorización de la SE para comercializar la energía eléctrica proveniente de interconexiones internacionales y emprendimientos binacionales; (ii) las empresas que, sin ser agentes del MEM, comercialicen energía eléctrica en bloque; y (iii) las empresas que, sin ser agentes del MEM, exploten instalaciones utilizadas en Función de Vinculación Eléctrica, también denominada Función Técnica de Transporte de Energía Eléctrica. A través de la Resolución N° 21/1997, el entonces Secretario de Energía y Puertos reguló el ingreso de participantes del MEM, y el régimen de comercialización del MEM (actualmente Anexos 31 y 32 de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios) que -entre otras- cosas establece para actuar como comercializador del MEM es necesario no ser agente reconocido del MEM. El comercializador puede realizar transacciones en el MEM una vez que adquiera la calidad de participante del MEM (artículo 1°, Decreto N° 186/1995). La actuación del comercializador dentro del MEM se limita a la compra y venta de energía eléctrica, por cuenta propia o por mandato, producida y consumida por terceros. El comercializador puede intervenir en las operaciones comerciales del MEM pero no en las operaciones físicas. La empresa habilitada expresamente como Comercializador del MEM puede llevar a cabo las siguientes funciones dentro del MEM: (i) comercialización de generación; (ii) comercialización de demanda; (iii) comercialización de importación y exportación; (iv) comercialización de regalías.

Límites y restricciones

A los fines de preservar la competencia en el mercado de la electricidad, los participantes del sector de electricidad se encuentran sujetos a restricciones verticales y horizontales, dependiendo del segmento del mercado en el cual operan.

Restricciones verticales

Las restricciones verticales se aplican a empresas que tienen la intención de participar simultáneamente en distintos sub-sectores del mercado de la electricidad. Estas restricciones verticales fueron impuestas por la Ley N° 24.065 y se aplican de modo diferente dependiendo de cada sub-sector de la siguiente manera:

Generadores

- i. En virtud del artículo 31 de la Ley N°24.065, ningún generador, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o controlante de una empresa transportista; y

María Agustina Montes
Delegada

- ii. En virtud del artículo 9 del Decreto N°1.398/1992, dado que una empresa distribuidora no puede ser propietaria de unidades de generación, el titular de unidades de generación no puede ser propietario de concesiones de distribución. Sin embargo, los accionistas del generador de electricidad pueden ser propietarios de una entidad que sea titular de unidades de distribución, ya sea por sí o a través de otra entidad creada a fin de ser propietaria o controlante de unidades de distribución.

Transportistas

- i. En virtud del artículo 31 de la Ley N° 24.065, ninguna empresa transportista, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, podrá ser propietaria o accionista mayoritaria o controlante de una empresa de generación;
- ii. En virtud del artículo 31 de la Ley N° 24.065, ninguna empresa transportista, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, puede ser propietaria o accionista mayoritaria o controlante de una empresa de distribución; y
- iii. En virtud del artículo 30 de la Ley N° 24.065, las empresas transportistas no pueden comprar ni vender energía eléctrica.

Distribuidores

- i. En virtud del artículo 31 de la Ley N° 24.065, ninguna empresa de distribución, ni ninguna de sus empresas controladas o controlantes, puede ser propietaria o accionista mayoritaria o controlante de una empresa transportista; y
- ii. En virtud del artículo 9 del Decreto N° 1.398/1992, una empresa de distribución no puede ser propietaria de unidades de generación. Sin embargo, los accionistas de la empresa distribuidora de electricidad pueden ser propietarios de unidades de generación, ya sea por sí o a través de cualquier otra entidad creada a fin de ser propietaria o controlante de unidades de generación.

Definición de control

El término "control" mencionado en el artículo 31 de la Ley N° 24.065 (que establece restricciones verticales), no se encuentra definido en el Marco Regulatorio de la Electricidad. El artículo 33 de la Ley General de Sociedades establece que *"se consideran sociedades controladas aquellas en que otra sociedad, en forma directa o por intermedio de otra sociedad a su vez controlada: (1) posea participación, por cualquier título, que otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social en las reuniones sociales o asambleas ordinarias; o (2) ejerza una influencia dominante como consecuencia de acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades."* No obstante, no podemos asegurar que los entes reguladores de la electricidad aplicarán este estándar de control al implementar las restricciones descriptas precedentemente.

El marco regulatorio descripto precedentemente prohíbe la titularidad o el control en forma simultánea de (1) empresas de generación y de transporte, y (2) empresas de distribución y de transporte. Aunque la Compañía es una empresa de electricidad totalmente integrada dedicada a la generación, transmisión y distribución de electricidad en la Argentina, cumple con dichas restricciones legales, dado que no es titular de participaciones controlantes, ya sea directa o indirectamente, en Transener.

Restricciones horizontales

Además de las restricciones verticales descriptas precedentemente, las empresas de distribución y transmisión se encuentran sujetas a restricciones horizontales, tal como se describió más arriba.

María Agustina Montes
Delegada

Transportistas

- i. De conformidad con el Artículo 32 de la Ley N° 24.065, dos o más empresas transportistas pueden fusionarse o consolidarse en un mismo grupo empresario sólo si hubieren obtenido la autorización expresa del ENRE. Dicha aprobación también es necesaria cuando una empresa transportista pretende adquirir acciones de otra empresa de transporte de electricidad;
- ii. En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por las empresas privadas que operan líneas de transporte con una capacidad mayor a 132Kw y menor a 140Kw, el servicio es prestado por el concesionario en forma exclusiva en ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión; y
- iii. En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por la empresa privada que opera los servicios de transporte de alta tensión con una capacidad igual o mayor a 220 Kw, la empresa debe prestar el servicio en forma exclusiva y tiene derecho a prestar el servicio en todo el país, sin restricciones territoriales.

Distribuidores

- i. Dos o más empresas de distribución pueden fusionarse o consolidarse en un mismo grupo económico sólo si hubieren obtenido la autorización expresa del ENRE. Dicha aprobación también es necesaria cuando una empresa de distribución pretende adquirir acciones de otra empresa de transporte o distribución de electricidad; y
- ii. En virtud de los contratos de concesión que rigen los servicios prestados por empresas privadas que operan las redes de distribución, el servicio es prestado por el concesionario en forma exclusiva en ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión.

GENERACIÓN

- **PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA**
 - Precios spot

Las normas de emergencia promulgadas después de la crisis argentina en 2001 tuvieron un impacto significativo en los precios de la energía. Entre las medidas aplicadas con arreglo a las normas de emergencia se encuentra la pesificación de los precios en el MEM, conocido como el mercado spot, y el requisito de que todos los precios spot se calculen sobre la base del precio del gas natural, incluso en circunstancias en las que se adquirieran combustibles alternativos como el gasoil ("GO") para satisfacer la demanda debido a la falta de suministro de gas natural.

Previo a la crisis, los precios de la energía eléctrica en el mercado spot eran fijados por CAMMESA, quien establecía el precio por hora cobrado por los generadores por la energía vendida en el mercado spot del MEM. El precio spot reflejaba la oferta y la demanda en el MEM en un momento determinado, que era determinado por CAMMESA en función de las condiciones del MEM. El precio spot fijado por CAMMESA remuneraba a los generadores de acuerdo con el costo de la próxima unidad a ser despachada según las mediciones realizadas en la subestación de 500kV Ezeiza, que es el centro de carga del sistema y está próximo a la Ciudad de Buenos Aires. La orden de despacho era determinada por la eficiencia de la central y el costo marginal del suministro de energía.

Además de los pagos por la producción real de energía eléctrica a los precios vigentes del mercado spot, los generadores recibían remuneración por la capacidad puesta a disposición del mercado spot, y servicios adicionales incluidos la capacidad de reserva, la capacidad de reserva adicional (en casos de escasez de capacidad del sistema) y servicios accesorios (tales como la regulación de frecuencia y control de tensión).

María Agustina Montes
Delegada

El esquema de remuneración en el sector energético argentino sufrió modificaciones a lo largo de los últimos años. El 12 de diciembre de 2022, la Resolución SE N° 826/22 estableció un nuevo esquema de incrementos escalonados desde septiembre de 2022 hasta agosto de 2023. También, se eliminaron ciertos cálculos de remuneración y retribuciones diferenciales. Asimismo, a partir de la entrada en vigencia del Plan Gas.Ar (conforme dicho término se define más adelante), la Resolución SE N° 354/2020 dispuso que las centrales térmicas debían cubrir los costos del suministro de gas y otros gastos asociados. Además, se ajustó el esquema de retribución para la generación térmica y se estableció un régimen de retribución diferenciada en horas pico, duplicando el valor del precio vigente para ciertos meses y horarios.

Por su parte, el 27 de octubre de 2023, la SE emitió la Resolución 869/23, mediante la cual se adecuó a partir de noviembre de 2023 la remuneración de la generación no comprometida en cualquier tipo de contrato establecida en la Resolución SE N° 826/2022, modificándose lo dispuesto en la Resolución SE N° 750/2023, vinculada con los esquemas de remuneración para la generación térmica, hidroeléctrica y de centrales hidráulicas administradas por entes binacionales.

Finalmente, el 8 de febrero de 2024, la SE emitió la Resolución 9/2024, mediante la cual se adecuó a partir de febrero de 2024 la remuneración de la generación no comprometida en cualquier tipo de contrato establecida en la Resolución SE N° 869/2023, vinculada con los esquemas de remuneración para la generación térmica, hidroeléctrica y de centrales hidráulicas administradas por entes binacionales.

Despacho de plantas eléctricas

Con la entrada en vigencia del Plan Gas.Ar, la Resolución SE N° 354/2020 modificó el despacho de centrales térmicas estableciendo cinco categorías según la fuente de suministro de gas natural. Este esquema modifica el anterior despacho basado en costos. También definió un “despacho unificado” por parte de CAMMESA tomando en cuenta las siguientes categorías: (1) Generadores cuyo suministro de gas natural proviene del contrato que IEASA tiene vigente con Bolivia hasta los volúmenes “take or pay”; (2) Generadores cuyo suministro de gas natural sea asignado por CAMMESA a partir de los contratos de gas natural celebrados bajo el régimen del Plan Gas.Ar hasta los volúmenes “take or pay”; (3) Los generadores cuyo suministro de gas natural sea asignado por CAMMESA de los contratos de gas natural celebrados bajo el régimen del Plan Gas.Ar sobre los volúmenes “take or pay” y hasta el volumen máximo diario; (4) Los generadores cuyo suministro de gas natural sea asignado por CAMMESA a partir de contratos de GNL u otros contratos en firme celebrados por CAMMESA; y (5) Los generadores cuyo suministro de gas natural provenga de contratos con productores de gas natural no asignados a CAMMESA, suministro de gas natural spot u otros. Dentro de cada categoría el despacho seguirá los costos de producción declarados por cada generador.

Los generadores excluidos del suministro centralizado de combustible por parte de CAMMESA (esto es, centrales bajo el Programa Energía Plus o con PPA's bajo la Resolución SEE 287/17) podrán ceder operativamente los volúmenes y capacidad de transporte que tengan contratados. Si procede con tal cesión, entrará en la tercera categoría, en caso contrario, si no ejecuta la cesión, entrará en la quinta categoría.

- Precios estacionales

Hasta la emergencia económica del 2000/2001, la Secretaría de Energía sancionaba precios estacionales calculados por CAMMESA a partir de distintos escenarios de oferta, demanda, disponibilidad del parque de generación, condiciones meteorológicas, etc., que permitían cubrir los costos del sistema. A partir de la emergencia económica, la SE sancionó precios estacionales inferiores que no permitieron cubrir los costos del sistema lo que obligó al Estado Nacional a realizar aportes del Tesoro al Fondo Unificado y al Fondo de Estabilización para cubrir la porción no cubierta. Para mayor información, véase “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera — Precios y Tarifas de la Electricidad.*”

Antes de la implementación de las normas de emergencia, los precios estacionales eran regulados por CAMMESA de la siguiente manera:

- i. Los precios cobrados por CAMMESA a los distribuidores se modificaban únicamente dos veces por año (en el verano y en el invierno), con revisiones trimestrales intermedias en caso de cambios significativos en el precio

María Agustina Montes
Delegada

- spot de la energía, a pesar de que los precios cobrados por los generadores en el MEM fluctuaban constantemente;
- ii. Los precios eran determinados por CAMMESA sobre la base del costo promedio de proporcionar un MWh de energía adicional (su costo marginal), así como los costos asociados a la falla del sistema y varios otros factores; y
 - iii. CAMMESA utilizaba modelos de optimización y bases de datos estacionales para determinar los precios estacionales y consideraba tanto el suministro como la demanda anticipada de energía de la siguiente manera:
 - al determinar el suministro, CAMMESA consideraba el suministro de energía de los generadores sobre la base de su disponibilidad esperada, las importaciones de electricidad comprometidas y la disponibilidad declarada por los generadores; y
 - al determinar la demanda, CAMMESA incluía los requerimientos de los distribuidores y los GU que comprobaban en el MEM, así como las exportaciones comprometidas.

La Resolución N° 1085/17 dictada por la SRRYME estableció un nuevo esquema para la distribución del costo del transporte de energía para el usuario final y los generadores. Posteriormente, mediante Resolución (SRRYME) N° 2/19 y Resolución N° 7/19, se definió la metodología para dicha distribución y su inclusión en el precio estacional. Normas posteriores fueron modificando los costos de conexión, transporte, etc. aplicables a los transportistas pero sin que a la fecha se cubra la totalidad de los costos involucrados.

Durante 2022, la SE nuevamente realizó diversos ajustes en los precios de la energía eléctrica y las tarifas de transporte. Inicialmente, en febrero, incrementó los precios estacionales del MEM para varios usuarios y las tarifas de transporte. Posteriormente, en abril y mayo, se convocó a audiencias públicas para discutir la segmentación tarifaria para los años 2022 y 2023 y analizar los precios estacionales del MEM a partir del 1 de junio de 2022. En abril, mayo y julio de dicho año, se aprobaron aumentos en los precios estacionales para usuarios generales y residenciales, y en agosto, a través de las Resoluciones N° 627/22 y 629/22 se aumentaron los precios para instituciones públicas de salud y educación, así como para usuarios residenciales de altos ingresos. Finalmente, en octubre, la SE a través de la Resolución N° 719/22 aprobó la programación estacional de verano (noviembre 2022-abril 2023), ajustando precios para diferentes categorías de usuarios y estableciendo un nuevo precio spot.

El 2 de febrero de 2023, la SE a través de la Resolución N° 54/23 aprobó la reprogramación estacional trimestral (febrero – abril 2023) que estableció una nueva agrupación de usuarios de distribución (ej. cuatro niveles para usuarios residenciales, dos niveles para demanda general, etc.). Los precios de referencia de capacidad y energía para GUDIs se incrementaron en un 73,12% y 6,24%, respectivamente. Los precios de referencia de la energía para usuarios residenciales (niveles 1 y 3) se incrementaron entre un 28% y un 38%. Los precios de transporte de referencia se mantuvieron sin cambios y se aprobaron nuevos precios de referencia no subsidiados.

El 7 de marzo de 2023, la SE a través de la Resolución N° 125/23 estableció, durante el período comprendido entre el 1 de marzo de 2023 y el 31 de marzo de 2024, la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (“POTREF”) y el Precio Estabilizado de la Energía (“PEE”) en MEM determinados para el segmento del “Nivel 2 – Menores Ingresos”, definidos por la Resolución N° 54/23, a la demanda de energía eléctrica declarada por los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución del MEM, cuya concesión o área de influencia se encuentre dentro de la Provincia de Mendoza, o por otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del Agente Distribuidor, como destinada a abastecer a usuarios de pozos y sistemas de riego de parcelas afectadas a la producción agrícola de la Provincia de Mendoza.

El 2 de mayo de 2023, la SE a través de la Resolución N° 323/23 aprobó la Programación Estacional de Invierno para el MEM y para el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Tierra Del Fuego (“MEMSTDF”), elevada por CAMMESA, mediante la Nota P-053986-1 de fecha 12 de abril de 2023, correspondiente al período comprendido entre el 1° de mayo

María Agustina Montes
Delegada

y el 31 de octubre de 2023, calculada según “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios” descriptos en el Anexo I de la Resolución N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del ex Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos y sus modificatorias y complementarias.

El 2 de noviembre de 2023, la SE a través de la Resolución N° 884/23 aprobó la Programación Estacional de Verano Definitiva para el MEM y para el MEMSTDF, elevada por CMMESA, mediante la Nota N° P-54456-1 de fecha 6 de octubre de 2023, correspondiente al período comprendido entre el 1° de noviembre de 2023 y el 30 de abril de 2024. Finalmente, el 5 de febrero de 2024, la SE a través de la Resolución N° 7/2024 aprobó la Reprogramación Estacional Verano 2023-2024, introduciendo un fuerte aumento del precio estacional para gran parte de la demanda y manteniendo los subsidios, principalmente, a la demanda residencial de menores ingresos. A pesar de ello, una porción del costo del sistema requiere la implementación de aportes del Tesoro.

– *Mercado a Término*

Las empresas generadoras pueden asimismo celebrar contratos en el Mercado a Término (“MAT”) para suministrar energía y capacidad a las empresas distribuidoras y a los GU. Los distribuidores pueden comprar energía a través de contratos en el MAT en lugar de comprar energía en el mercado spot. Los precios en el MAT han sido en oportunidades inferiores a los precios estacionales que los distribuidores están obligados a pagar en el mercado spot. Sin embargo, como resultado de las normas de emergencia, los precios del MAT son actualmente más elevados que los precios estacionales, en particular con respecto a las tarifas residenciales, lo que hace poco atractivo para los distribuidores comprar energía a través de contratos del MAT, mientras los precios se mantengan en los niveles actuales.

El mercado a término fue suspendido en virtud de la Resolución SE N° 95/2013, excepto para el Plan de Energía Plus y los contratos de energía renovable (MATER). Para mayor información véase la sección “*Información sobre la Emisora- Descripción del Sector en el que se Desarrolla la Emisora- El Sector Energético de Argentina*”.

● **ESQUEMAS DE REMUNERACIÓN PARA LA GENERACIÓN**

Los ingresos de la Compañía vinculados a la actividad de generación de energía provienen principalmente de tres fuentes: (i) ventas al mercado spot conforme a la normativa vigente en el MEM administrada por CMMESA Resolución (SE) N°9/2024; (ii) contratos de venta con grandes usuarios bajo el Servicio de Energía Plus (Resolución N° 1.281/06) y el Mercado a Término de fuente renovable (MATER Resolución N° 281/17); y (iii) contratos de abastecimiento con CMMESA (Resoluciones N° 220/07, N° 21/16, N° 287/17 y Programas Renovar). Asimismo, la potencia y energía de unidades habilitadas para ser comercializadas bajo el Servicio Energía Plus o bajo el MATER no comprometida bajo los contratos de ventas con grandes usuarios son remunerados conforme a la remuneración para el mercado spot.

– *Esquema Remunerativo para la Generación sin Contratos*

Resolución (SRRYME) N° 1/19 modificada por Resolución SE N° 59/2023 - Revisión del sistema de remuneración. Resolución SE N° 750/23. Resoluciones SE N° 869/2023 y N° 9/2024.

Hasta el 31 de enero de 2020 estuvo vigente la Resolución SRRYME N° 1/19, la cual redujo la remuneración de las centrales térmicas, tanto por potencia como por operación y mantenimiento. Entre otras disposiciones, introdujo un coeficiente de ajuste correlacionado con el factor de uso promedio de los últimos 12 meses por unidad térmica, esquemas de remuneración diferenciada para los generadores de energía térmica que no declararan compromisos de disponibilidad garantizada de potencia (“DIGO”) y se estableció un único valor de remuneración para la energía generada a partir de fuentes no convencionales (energía solar eólica y fotovoltaica, biomasa, biogas a partir de residuos sólidos urbanos) en US\$ 28 /MWh, independientemente de la fuente utilizada.

María Agustina Montes
Delegada

Luego de diversas modificaciones, el 5 de febrero de 2023 la SE emitió la Resolución N° 59/23, que estableció un régimen en el cual los titulares de centrales de ciclo combinado podrán adherir y suscribir un Acuerdo de Disponibilidad y Mejora de Eficiencia (“Acuerdo de Disponibilidad”) con CAMESA. Con ello se pretende incentivar la realización de tareas de mantenimiento que signifiquen inversiones que excedan los valores remunerativos establecidos por la Resolución N° 826/22.

Luego, el 6 de septiembre de 2023, la SE emitió la Resolución N° 750/23, mediante la cual modificaron los Anexos I, II, III y IV de la Resolución N° 826/22 de la SE, vinculados con los esquemas de remuneración para la generación térmica, hidroeléctrica y de centrales hidráulicas administradas por entes binacionales.

El 27 de octubre de 2023, la SE emitió la Resolución N° 869/23, mediante la cual modificaron nuevamente los Anexos I, II, III y IV de la Resolución N° 750/23, adecuando a partir de noviembre de 2023 la remuneración de la generación no comprometida en cualquier tipo de contrato establecida en la Resolución SE N° 826/2022, modificándose lo dispuesto en la Resolución SE N° 750/202.

Finalmente, el 8 de febrero de 2024, la Resolución SE N° 9/24 dispuso un incremento del 74% sobre los valores establecidos en la Res. SE N° 826/23, aplicable a partir de la transacción económica de febrero 2024.

Generadores Térmicos

Se compone de remuneración fija por potencia disponible mensual, pudiendo ser con o sin DIGO, y remuneración variable por la energía generada, operada, y la generada en horas de punta de cada mes.

Los precios por potencia para generadores que no declaren DIGO, en AR\$/MW-mes, son:

Tecnología / escala	Hasta ene-23	Feb-23 a jul-23	Ago-23	Sep-23 a oct-23	Nov-23 a ene-24	Desde feb-24
CC grande > 150 MW	245.084	306.355	392.135	482.326	617.377	1.073.619
CC chico ≤ 150 MW	273.207	341.509	437.132	537.672	688.220	1.196.815
TV grande > 100 MW	349.546	436.932	559.273	687.906	880.520	1.531.224
TV chica ≤ 100 MW & MCI	417.847	522.308	668.555	822.323	1.052.573	1.830.424
TG grande > 50 MW	285.262	356.577	456.419	561.395	718.586	1.249.621
TG chica ≤ 50 MW	369.634	462.042	591.414	727.439	931.122	1.619.221

Los precios por potencia para generadores que sí declaren DIGO, en AR\$/MW-mes, son:

María Agustina Montes
Delegada

Período	Hasta ene-23	Feb-23 a jul-23	Ago-23	Sep-23 a oct-23	Nov-23 a ene-24	Desde feb-24
Verano (dic-feb) e invierno (jun-ago)	876.601	1.095.752	1.402.562	1.725.152	2.208.195	3.840.051
Resto (mar-may & sep-nov)	657.451	821.814	1.051.922	1.293.864	1.656.146	2.880.038

Los precios de la energía generada, según el combustible, en AR\$/MWh, son:

Combustible	Hasta ene-23	Feb-23 a jul-23	Ago-23	Sep-23 a oct-23	Nov-23 a ene-24	Desde feb-24
Gas natural	585	731	936	1.151	1.473	2.562
FO o GO	1.023	1.279	1.637	2.014	2.578	4.483
Biocombustibles	1.461	1.826	2.338	2.876	3.681	6.401
Carbón mineral	1.754	2.192	2.806	3.451	4.417	7.681

El precio por la energía operada se fijó en AR\$204/MWh (ene-23), AR\$255/MWh (feb-23), AR\$326/MWh (ago-23), AR\$401 (sep-23), AR\$513 (nov-23) y AR\$892 (feb-24), independientemente del tipo de combustible.

El precio por la energía generada en horas de punta de cada mes es equivalente a los precios de la energía generada para el tipo de combustible despachado entre las 18:00 y 23:00, aplicándose el factor de 2,0 en los períodos de verano (dic-feb) e invierno (jun-ago), y 1,0 durante mar-may & sep-nov.

Generadores de fuente no convencional

La remuneración para la energía generada de cualquier fuente no convencional se fijó en: AR\$4.090/MWh (ene-23), AR\$5.113/MWh (feb-23), AR\$6.545/MWh (ago-23), AR\$10.304/MWh (nov-23) y AR\$17.919 (feb-24). Este se reduce en un 50% para la energía generada antes de la habilitación comercial.

Generadores hídricos

Se compone de remuneración fija por potencia disponible mensual y remuneración variable por la energía generada, operada, y la generada en horas de punta. Asimismo, se mantiene el factor de 1,05 sobre la potencia para compensar la incidencia de mantenimientos programados, y el factor de 1,20 para las unidades a cargo del mantenimiento de estructuras de control en el curso del río sin una central asociada.

El siguiente cuadro muestra los precios de la potencia, en AR\$/MW-mes:

Escala	Hasta ene-23	Feb-23 a jul-23	Ago-23	Sep-23 a oct-23	Nov-23 a ene-24	Desde feb-24
Bombeo, MW > 300	241.065	301.332	385.705	474.417	607.254	1.056.015
Bombeo, 120 < MW ≤ 300	321.421	401.776	514.273	632.556	809.672	1.408.020
50 < MW ≤ 120	441.953	552.442	707.125	869.764	1.113.298	1.936.025
MW ≤ 50	723.196	903.995	1.157.114	1.423.250	1.821.760	3.168.041



María Agustina Montes
Delegada

El precio por la energía generada se fijó en:

Precio	Hasta ene-23	Feb-23 a jul-23	Ago-23	Sep-23 a oct-23	Nov-23 a ene-24	Desde feb-24
Energía generada	512	639	818	1.006	1.288	2.240
Energía operada	204	255	326	401	513	892

El precio por la energía generada en horas de punta de cada mes es equivalente a los precios de la energía generada entre las 18:00 y 23:00, aplicándose el factor de 2,0 en los períodos de verano (dic-feb) e invierno (jun-ago), y 1,0 durante mar-may & sep-nov.

- *Remuneración Diferencial para Energía Convencional*

Programa de Energía Plus – Resolución de la SE N° 1.281/06

Con el objetivo de incentivar el desarrollo de nueva oferta de generación, en septiembre de 2006 la SE aprobó la Res. N° 1281/06, en la cual implementa Energía Plus, donde generadores, cogeneradores y autogeneradores que no sean agentes del MEM o no cuenten con instalación o interconexión al MEM a la fecha de dicha Res. podrán vender energía a GU300 que consuman por encima de la Demanda Base (consumo eléctrico del año 2005), a un precio negociado entre las partes. Dichas centrales deben contar con abastecimiento y transporte de combustible. En el caso de los nuevos GU300 que ingresen al sistema, su Demanda Base es igual a cero.

En caso de no poder satisfacer su demanda de Energía Plus, el agente debe comprar esa energía en el mercado spot. Por otro lado, la SE, a través de la Nota N° 567/07 y sus modificatorias, estableció que los GU300 que no compren su Demanda Excedente en el MAT deben abonar el Cargo Medio Incremental de la Demanda Excedente (CMIEE), y que la diferencia entre el costo real y el CMIEE se acumule mensualmente en una cuenta individual por cada GU300 en el ámbito de CAMMESA. A partir de junio de 2018, a través de la Nota SE N° 28663845/18, el CMIEE pasó a ser el máximo entre AR\$1.200/MWh y el sobrecosto transitorio de despacho. Adicionalmente, se estableció que transitoriamente no se registren movimientos en la cuenta individual de cada GU300 hasta nueva instrucción.

Los precios de los contratos de Energía Plus son ajustados por la variación de precios de CAMMESA o US\$-link. Durante el 2023, el volumen de energía demandado continuó siendo elevado, y se logró un alto grado de contratación de Energía Plus. Desde enero de 2021 con la implementación del Plan Gas.Ar, Pampa cede operativamente el suministro y transporte de gas a CAMMESA.

En el marco de esta normativa, CTG, EcoEnergía y CTGEBa prestan el servicio de Energía Plus a distintos clientes del MEM, con una potencia bruta total de 283 MW.

Finalmente, con la implementación del Plan Gas.Ar, desde enero de 2021 las generadoras bajo Energía Plus tienen opción de ceder operativamente el suministro y transporte de gas a CAMMESA. Pampa se adhirió a dicho esquema.

Para obtener información sobre los proyectos de la Compañía para acogerse al plan Energía Plus. Para mayor información véase “*Información sobre la Emisora—Descripción de las Actividades y Negocios de Pampa Energía —El Negocio de Generación de Energía.*”

- *Contratos de abastecimiento con CAMMESA*

Contratos de Abastecimiento MEM bajo la Resolución (SE) N° 220/07

Con el fin de incentivar nuevas inversiones para aumentar la oferta de generación, la SE dictó la Resolución N° 220/07, mediante la cual faculta a CAMMESA a suscribir “Contratos de Compromiso de Abastecimiento al MEM” con los Agentes

María Agustina Montes
Delegada

Generadores del MEM por la energía producida con nuevo equipamiento de generación. La modalidad de contratación es un contrato de demanda mayorista ejecutado con CAMMESA ("PPA") a largo plazo, en US\$ y el precio a pagar por CAMMESA debe remunerar la inversión realizada por el agente con una tasa de retorno aceptada por la SE.

En el marco de esta normativa, durante el 2021 los PPA de CTP (30 MW) y la TV01 de CTLL (180 MW) cumplieron los 10 años de plazo contractual, comenzando a ser remunerados como energía base a partir del 15 de julio y 1 de noviembre de 2021, respectivamente. Asimismo, el PPA de CTEB (567MW) cumplió los 10 años de plazo contractual en abril de 2022. 79 MW de la TG04 de CTLL son remunerados bajo este esquema hasta julio de 2026, y la expansión de 279 MW de CTEB hasta febrero de 2033.

Contratos de Abastecimiento MEM bajo la Resolución SE N° 21/16

En el marco de la emergencia del sector eléctrico nacional declarada mediante el Decreto PEN N° 134/15, el 22 de marzo de 2016 la SEE a través de la Resolución N° 21/16 convocó a una licitación para nueva capacidad de generación térmica con compromiso de estar disponible en el MEM para el verano 2016/2017, el invierno 2017 y el verano 2017/2018. Los oferentes adjudicados suscribieron un contrato de abastecimiento con CAMMESA por un cargo fijo (US\$/MW-mes) que remunera la potencia y un cargo variable que remunera la energía sin incluir combustibles (US\$/MWh), en representación de los distribuidores y GU del MEM. Bajo esta normativa, están remunerados hasta agosto de 2027 la TG05 en CTLL (105 MW) y CTPP (100 MW); y CTIW (100 MW) hasta diciembre de 2027.

Resolución (SEE) N° 287/17: Cogeneración y Cierres de Ciclos Combinados

En línea con las medidas para incrementar la oferta de generación de energía eléctrica, con fecha 10 de mayo de 2017 la SEE dictó la Resolución N° 287/17, mediante la cual se abrió la licitación para proyectos de cogeneración y cierre de ciclos combinados sobre equipamiento ya existente. Los proyectos debían ser de bajo consumo específico (inferior a 1.680 kCal/kWh con gas natural y 1.820 kCal/kWh con líquidos alternativos) y la nueva capacidad no debía incrementar las necesidades del transporte eléctrico más allá de las capacidades existentes o caso contrario debía incluir a costo del oferente las ampliaciones necesarias.

Los proyectos adjudicados serán remunerados con contratos de abastecimiento de energía con una vigencia de 15 años. La remuneración estaría compuesta por el precio de la potencia disponible, más el costo variable no combustible por la energía suministrada y el costo del combustible (si se oferta), menos las penalidades y el excedente de combustible. Los excedentes de potencia y energía se remunerarían por la remuneración spot.

Bajo esta normativa, CTGEBA posee potencia bruta de 400 MW hasta julio de 2035. Con la implementación del Plan Gas.Ar, desde enero de 2021 CTGEBA cede operativamente el suministro y transporte de gas a CAMMESA, y se fijó un orden de despacho centralizado, en consideración del combustible asignado para la generación.

Resolución N° 59/23: Remuneración de los ciclos combinados

Para promover el mantenimiento y uso eficiente de los Ciclos Combinados bajo el esquema del mercado spot, la SE publicó el 7 de febrero de 2023 la Resolución N° 59/23, donde invita a generadores a suscribir un Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia con CAMMESA por un plazo máximo de 5 años. Las unidades que se suscriban se comprometen a mantener una disponibilidad del 85% de la potencia neta. El PPA ofrece un precio de la potencia de US\$2.000/MW-mes, ajustado por disponibilidad, sumado un pago parcial del precio de la potencia en AR\$ de la Res. SE N° 869/23.

Disponibilidad	Ajuste al precio de la potencia en US\$
≥85%	Precio x 100%

María Agustina Montes
Delegada

>50% & <85%	Precio x [30% + 2 x (Disponibilidad – 50%)]
≤50%	Precio x 30%
Meses	Ajuste al precio de la potencia en AR\$
dic-feb y jun-ago	Precio x 65%
Resto del año	Precio x 85%

El precio de la energía generada se fijó en US\$3,5/MWh a gas natural, US\$6,1/MWh a Fuel Oil o Gas Oil y US\$8,7/MWh con biocombustible. El precio de la energía operada y la energía generada en horas de punta en AR\$ (Res. SE N° 869/23), será equivalente a 2 veces el valor correspondiente al precio vigente por costo variable no combustible.

Además, el 15 de marzo de 2023, la SE estableció los criterios de implementación, destacándose que: (i) Los CC con compromiso parcial en otros PPA estaban habilitados para adherirse, pero excluye autogeneradores con demanda industrial o comercial asociada; (ii) el plazo de vigencia no podía comenzar después del 1 de enero de 2024 ni extenderse más allá del 31 de mayo de 2028; y (iii) los generadores podrían solicitar la rescisión si, sujeto a la aprobación de SE, demuestra que la remuneración complementaria derivada de la energía base no refleja la variación de los costos.

Bajo este esquema, Pampa adhirió los dos CC en CTLL y CTGEB A (potencia bruta total de 1.243 MW), y las dos TG en CTEB, que componen el CC inaugurado en febrero de 2023 (potencia bruta de 569 MW). Dicha remuneración diferencial entró en vigencia el 1 de marzo de 2023 y continuará hasta el 29 de febrero de 2028.

Licitación para incorporar generación térmica

El 27 de julio de 2023 se convocó a una licitación para incorporar entre 2.250 y 3.000 MW de potencia de generación o co-generación térmica, a fin de sustituir o repotenciar la capacidad existente y mejorar la confiabilidad y sustentabilidad del SADI. En total, se presentaron 66 proyectos por 7.112 MW. El 24 de noviembre de 2023, mediante la Res. SE N° 961/23, se adjudicaron un total de 29 proyectos por 3.340 MW.

La licitación estipulaba que los proyectos adjudicados suscriban un PPA con CAMMESA por hasta 15 años, pudiendo habilitarse comercialmente desde 2025 y a más tardar en 2028. El PPA remuneraba un precio por potencia base entre US\$9.000 y US\$19.800/MW-mes (dependiendo del renglón de la convocatoria), operación y mantenimiento en US\$/MW-mes, un variable en US\$/MWh según el combustible utilizado, y el costo del combustible asociado, si fuera ofertado.

Pampa resultó adjudicada en la instalación de una TG de 300 MW en CTGEB A, y la repotenciación en CTEB por 11 MW. Sin embargo, el 28 de diciembre de 2023, la SE instruyó a CAMMESA a suspender provisoriamente la emisión de la documentación comercial correspondiente al pago de la garantía para el mantenimiento de la oferta.

- Remuneración Diferencial para Energía Renovable

Medidas de promoción de proyectos de energía renovable

En octubre de 2015 se promulgó la Ley 27.191 (reglamentada por el Decreto N° 531/2016), que modifica la ley N° 26.190 de fomento de uso de fuentes renovables de energía. Entre otras medidas, se estableció que para el 31 de diciembre de 2025 el 20% de la demanda total de energía en Argentina debe estar cubierta con fuentes renovables de energía. A fin de alcanzar dicho objetivo, se estableció que los GU del MEM y CAMMESA deberían cubrir su demanda con dichas fuentes en un 8% al 31 de diciembre de 2017, siendo dicho porcentaje elevado cada dos años hasta alcanzar el objetivo antes citado. Los contratos que se celebren con GU y los Grandes Usuarios del Distribuidor (“GUDI”) no podrán tener un precio promedio superior a US\$ 113 por MWh.



María Agustina Montes
Delegada

Adicionalmente, establece diversas medidas de incentivo para la construcción de proyectos de generación de energía de fuentes renovables entre los que se incluyen beneficios fiscales (devolución anticipada de IVA, amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, exenciones de derechos de importación, etc.) y la constitución del FODER destinado, entre otros objetivos, al otorgamiento de préstamos, aportes de capital, etc. que contribuyan a la financiación de tales proyectos.

- **Programa RenovAr**

En 2016 se convocaron las rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAr, mediante las Resoluciones ME&M N° 71/16 y 252/16, respectivamente. En la ronda 1 se adjudicaron 29 proyectos por un total de 1.142 MW (97% eólicos y solares), entre las cuales se encontraba el Parque Eólico Mario Cebreiro ("PEMC") de 100 MW en la provincia de Buenos Aires, en operación comercial desde junio del 2018 (el cual fue posteriormente transferido a Total). En la ronda 1.5 se adjudicaron 30 proyectos por un total de 1.281,5 MW (100% eólicos y solares). En 2017 se convocó la ronda 2 mediante la Resolución ME&M N° 275/17 y se adjudicaron 88 proyectos por un total de 2.043 MW (89% eólicos y solares). Finalmente, en 2018 se convocó la ronda 3 (MiniRen) para proyectos de menor envergadura (hasta 10 MW) y se adjudicó un total de 246 MW.

En el marco de esta normativa, actualmente está remunerado PEA (99.75MW) hasta marzo de 2040, bajo la ronda 1. Asimismo, PEA cuenta con la garantía del Banco Mundial en el supuesto en que se resolviese el PPA.

Todas las reducciones de gases de efecto invernadero derivadas de los proyectos bajo RenovAr o cualquier otro proyecto de potencia renovable bajo la Ley N° 27.191, deben contabilizarse por el Estado Nacional para el cumplimiento de su meta de contribución en el marco de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y el Acuerdo de París.

En enero de 2022, habiéndose detectado un retraso significativo en la completación de ciertos proyectos adjudicados, y con el fin de recuperar la capacidad de transporte, la SE dispuso, bajo el cumplimiento de ciertas condiciones, las siguientes opciones: **(i)** rescindir el PPA efectuando el pago de US\$17.500/MW (eólico o solar) o US\$12.500/MW (resto) por la potencia contratada; **(ii)** prorrogar el plazo para la habilitación comercial reduciendo el plazo y precio del PPA; o **(iii)** habilitar el proyecto con una potencia menor.

En abril de 2023, la SE dictó nuevas disposiciones con el fin de regularizar las penalidades de los proyectos demorados y adjudicados bajo RenovAr, entre las que se destacan los pagos en cuotas y topes en los descuentos sobre la transacción económica para cubrir las multas (Res. SE N°165/23). Además, con el fin de liberar capacidad de transporte comprometida en proyectos con dificultades para su habilitación, se aprobó un régimen para solicitar la resolución del PPA con CAMMESA, el cual estipula el pago de una multa equivalente a US\$ 35.000/MW de potencia del proyecto y la renuncia a todo derecho, acción, reclamo y beneficios fiscales otorgados y no gozados (Res. SE N° 162/23).

En noviembre de 2023 se instauró un régimen de compensación de penalidades por demora, deficiencia o componente nacional contra el compromiso de nuevas inversiones en generación renovable. Se estableció un plazo de 36 meses para la instalación de la nueva potencia renovable que puede instalarse y ser de una tecnología distinta al proyecto original.

- **MATER**

La Resolución MEyM N° 281/17 de 2017 estableció el MATER, permitiendo a grandes usuarios (GU) y GUDI del MEM contratar o autogenerar energía renovable. Los proyectos MATER deben inscribirse en el RENPER y no pueden estar comprometidos bajo otros programas como RenovAr. Los excedentes de generación se remuneran parcialmente al precio mínimo del Programa RenovAr y el resto se comercializa en el mercado spot. Las condiciones contractuales son negociables, pero limitadas a acuerdos MATER.

Los excedentes de generación respecto a lo contratado en el MAT ER se remuneran hasta un 10% de la generación al precio mínimo de la tecnología vigente en el marco del Programa RenovAr, y el remanente serán comercializados en el mercado spot. Asimismo, las condiciones contractuales -duración, prioridades de asignación, precios y otros, excepto el

María Agustina Montes
Delegada

precio máximo establecido en la Ley N° 27.191- pueden ser pactadas libremente entre las partes de acuerdo con los Procedimientos del MEM, pero los volúmenes comprometidos están limitados a generadores o comercializadores con los cuales posean acuerdos MAT ER.

En mayo de 2023, la SE introdujo modificaciones, entre las que se destaca la asignación de prioridad de despacho a proyectos conjuntos de demanda incremental con nueva generación renovable y sobre la capacidad de transporte incremental para los proyectos financiados a su propio costo (Res. SE N° 360/23). Se destaca la posibilidad de otorgar Prioridad de Despacho "Referencial A" en corredores sin disponibilidad plena en todas las horas del año, teniendo una probabilidad esperada del 92% de inyección de la energía anual característica. Cabe destacar que ésta fue la obtenida para PEPE VI.

Bajo este esquema, PEPE II y III (106 MW) venden energía desde mayo de 2019, y PEPE IV (81 MW) desde febrero de 2023. Estimamos adicionar PEPE VI (140 MW) en el segundo semestre de 2024. La energía producida se comercializa a través de PPA en US\$ con clientes privados, a un plazo promedio de aproximadamente 5 años.

Además de la generación propia, desde 2019 Pampa comercializa energía renovable generada por terceros, cuyo volumen del 2023 promedió los 10 GWh, contribuyendo al margen en el segmento MAT ER.

- **RenMDI**

El 2 de febrero de 2023, la SE convocó la ronda RenMDI para incorporar 120 MW de nueva capacidad renovable, con el objetivo de sustituir generación forzada por 500 MW y así diversificar la matriz energética (Res. SE N° 36/23). Se adjudicó 514 MW para la sustitución de generación forzada, con un precio promedio de US\$73,1/MWh, y 120 MW para la diversificación de la matriz energética, con un precio promedio de US\$145,8/MWh. Los oferentes adjudicados suscribieron un PPA con CAMMESA por un plazo de 15 años. Pampa no participó en dicha licitación.

Resolución N° 360/2023 - Ministerio de Economía - SE

El 10 de mayo de 2023 se publicó la Resolución SE N° 360/2023 que introduce modificaciones al régimen del MATER (Resolución SE N° 2981/17 –Resolución SE N° 230/19 - Disposición N° 1/18). Los principales cambios son los siguientes:

- I. Contratos GENREN: Los generadores con contratos de suministro bajo el Decreto N° 562/2009 Programa GENREN ahora pueden vender su energía en el MATER a partir del mes calendario siguiente una vez vencidos sus contratos. Deben cumplir los requisitos previstos en la Resolución N° 281 y pagar, durante dos años, una trimestral por un ingreso al MATER de US\$/MW 500 de potencia habilitada comercialmente, manteniendo en todos los casos la prioridad de despacho.
- II. Nuevas alternativas de asignación de prioridad de despacho: Se introducen nuevas opciones para la asignación de prioridad. Se incorpora la posibilidad de solicitar "Prioridad de Despacho Asociada a Proyectos Conjuntos de Demanda Incremental con Nueva Generación Renovable" (art. 5 bis, Anexo I, Resolución N° 281) Esto incluye proyectos con acuerdos de generación renovable incremental para satisfacer futuras grandes demandas de energía, y proyectos que acometen obras de expansión a su propio coste. Se considerará como "Proyectos Asociados de Demanda Incremental con Nueva Generación Renovable" a aquellos cuya demanda incremental de potencia sea mayor o igual a 10 MW. La prioridad está destinada a grandes demandas futuras que busquen asegurar su consumo previsto de energía eléctrica total o parcialmente mediante generación renovable y que, por su influencia prevista en la red de transporte, produzcan un incremento en las capacidades asignables de prioridad de despacho por sobre las capacidades existentes al momento de la solicitud. CAMMESA realizará las asignaciones de Prioridad de Despacho Asociada únicamente por la capacidad incremental de transporte asociada al ingreso de los mencionados proyectos conjuntos, siempre que no comprometa la capacidad de transporte asignada a otros proyectos y/o centrales de generación existentes o de ingreso previsto.

María Agustina Montes
Delegada

Se incorpora la figura de la “Prioridad de Despacho por Ampliaciones Asociadas a Proyectos MATER” (art. 6 ter, Anexo I, Resolución N° 281). La finalidad es que los generadores construyan y costeen ampliaciones de transporte para comercializar su energía bajo el MATER. De este modo, la prioridad de despacho sobre la capacidad de transporte incremental podrá ser reservada a los proyectos de generación renovable que lleven adelante las obras de ampliación a su propio costo.

Se instruye a CAMMESA a implementar, para los corredores donde no existe disponibilidad para asignar prioridad de despacho en forma plena y para todas las horas del año, un mecanismo de “Asignación de Prioridad de Despacho tipo Referencial A”. El mecanismo permitirá a los generadores obtener la Prioridad de Despacho tipo Referencial A, en la cual prevean para sus evaluaciones limitaciones circunstanciales que les permitan inyectar energía con una probabilidad esperada del 92% sobre su energía anual característica en las condiciones previstas de operación de los distintos nodos y corredores del SADI, hasta tanto se ejecuten las obras de transporte que permitan evitar las limitaciones. Las condiciones de asignación y mantenimiento de Prioridad de Despacho tipo Referencial A se regirán siguiendo los mismos mecanismos utilizados para la asignación y mantenimiento de Prioridad de Despacho vigentes. Aquellos Generadores que, previo a la primera convocatoria de Prioridad de Despacho tipo Referencial A, tengan habilitada comercialmente una potencia por encima de su Prioridad de Despacho asignada, podrán adherir a este régimen para su inclusión en la asignación de prioridad por hasta esa diferencia (art. 9).

En diciembre de 2023, PEPE VI obtuvo prioridad de despacho bajo este esquema por 139,5 MW.

Incumplimiento del mantenimiento de prioridades: El incumplimiento de los plazos de inscripción o de las obligaciones de pago da lugar a la imposibilidad de volver a solicitar el despacho prioritario por los cuatro trimestres siguientes. Además, los proyectos que no alcancen la plena comercial por la totalidad de la potencia asignada, una vez vencido el plazo comprometido más las eventuales prórrogas, pierden la prioridad de expedición para la potencia que resulta de la diferencia entre (i) la potencia asignada con prioridad y (ii) la potencia habilitada comercialmente, sin derecho a reclamo alguno por los pagos realizados (art. 9 bis, Anexo I, Resolución 281).

- III. Prórrogas para Habilitación Comercial: CAMMESA, bajo ciertas condiciones (nuevo artículo 11, Anexo I, Resolución 281), podrá prorrogar el plazo máximo de 24 meses, o bien, el plazo para la habilitación comercial en caso de que la prioridad de despacho haya sido asignada por desempate con el mecanismo previo a la Resolución N° 14/2022 por hasta un máximo de 720 días corridos, estableciendo los montos a abonar a efectos de garantizar la Prioridad de Despacho.
- IV. Asignación de Fondos: Lo recaudado por CAMMESA en concepto de pagos efectuados por los generadores en concepto de reservas prioritarias, prórrogas, relocalizaciones, y adhesiones MATER son dirigidos a una cuenta separada para la expansión del sistema de transporte asociado a las energías renovables, administrado por CAMMESA a través del Fideicomiso Obras de Transporte para Abastecimiento Eléctrico (FOTAE) (art. 13, Resolución N° 230/2019).
- V. Habilitación parcial de proyectos: Los proyectos con prioridad de despacho que logren una habilitación comercial parcial respecto del total de la potencia asignada con prioridad se cobran por reserva de la prioridad de despacho solo por la parte no habilitada al inicio del período correspondiente a la obligación de pago. Para ello, la potencia acumulada habilitada comercialmente deberá ser al menos del 50% de la potencia asignada con prioridad de despacho. (art. 20, Disposición 1/2018 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables).
- VI. Instrucciones Adicionales: Se instruye a CAMMESA a publicar anualmente un listado del estado de los generadores que utilicen energías renovables a partir de fuentes renovables respecto de su prioridad de despacho. Asimismo, se le encomienda la realización de las acciones necesarias para la implementación de la Resolución, mientras que la Subsecretaría de Energía Eléctrica podrá dictar normas complementarias que se requieran para la instrumentación de la Resolución.

María Agustina Montes
Delegada

Estas modificaciones apuntan a (i) facilitar la comercialización de energía renovable y la asignación de prioridad de despacho, (ii) asegurar el cumplimiento y (iii) asignar fondos para la expansión de la infraestructura.

- **Finalización de las Concesiones Hidroeléctricas**

La Resolución SE N° 486/23, modificó los plazos para que el Equipo de Trabajo de Aprovechamientos Hidroeléctricos Concesionados (“ETAHC”) eleve los informes relativos al estado de las concesiones hidroeléctricas. En el caso de HINISA, el ETAHC tendrá plazo para presentar los informes hasta el 19 de abril de 2024. Posteriormente, la Resolución SE N° 574/23, resolvió hacer uso de lo dispuesto en los contratos de concesión, y estableció que los actuales concesionarios de Alicurá, El Chocón Arroyito, Cerros Colorados y Piedra del Águila, continúen con la operación y mantenimiento una vez vencido el plazo de concesión por un término de 60 días (prorrogable por otros 60 días). Se designó a ENARSA como veedor con amplias facultades durante el plazo de transición y se invitó a las provincias de Neuquén y Río Negro a designar un representante para que, junto con el representante a ser designado por el Ministerio de Economía de la Nación, colabore con ENARSA durante dicho período. La SE prorrogó los plazos anteriores sucesivamente. La última extensión se dispuso a través desde la Res. SE N° 2/24 fijándose un nuevo plazo de 60 días corridos desde el 19/01/24 respecto a Alicurá, el Chocón Arroyito y Cerros Colorados y desde el 28/02/24 en el caso de Piedra del Águila.

● **OTRAS CONSIDERACIONES**

- **Abastecimiento propio del combustible por las generadoras térmicas y despacho unificado**

El ministerio de Desarrollo de Producción mediante Resolución N° 12/19, dispuso que a partir del 30 de diciembre de 2019, la gestión comercial y provisión de combustible para usinas quedaran centralizadas en CAMMESA, excepto para los generadores con contratos en Energía Plus y bajo la Resolución SEE N° 287/17. Asimismo, para dichos generadores exceptuados, se estableció un esquema de cesión operativa opcional del gas natural y su transporte a CAMMESA desde enero de 2021, a raíz de la implementación del Plan Gas.Ar (Resolución SE N° 354/20). Pampa se adhirió a dicho esquema.

Adicionalmente, el nuevo esquema fijó un nuevo orden de despacho térmico centralizado en CAMMESA, priorizando las unidades suministradas con el gas importado de Bolivia en condición Take or Pay, seguido de aquellas provistas por Plan Gas.Ar y por último, aquellas con gas cedido a CAMMESA.

TRANSMISIÓN

Situación Tarifaria de Transener

Desde el 23 de diciembre de 2019, la Ley de Solidaridad congeló las tarifas de transmisión eléctrica bajo jurisdicción federal por un máximo de 450 días, con una revisión extraordinaria de la RTI delegada al PEN. En diciembre de 2020, el DNU N° 1020/20 inició la renegociación de la RTI, extendida hasta diciembre de 2023 por el Decreto PEN N° 815/22. Diferentes aumentos fueron establecidos hasta que en diciembre de 2022 las Resoluciones ENRE N° 698/22 y 702/22 incrementaron las tarifas en un 155% y 154%, respectivamente, desde enero de 2023.

Sin embargo, debido a la evolución de las variables macroeconómicas, a partir de febrero de 2022 Transener y Transba experimentaron aumentos transitorios a sus tarifas en concepto de variación de costos, a cuenta de la futura RTI. Durante el ejercicio 2023, Transener y Transba recibieron los siguientes incrementos a sus cuadros tarifarios, respectivamente:

- 155% y 154% aplicables desde el 1 de enero de 2023 (Res. ENRE N° 698/22 y 702/22 del 29 de diciembre de 2022);
- 20,9% y 20,8% desde agosto 2023, y se estableció una fórmula de actualización trimestral basada en IPC, precios mayoristas y salarios (Res. ENRE N° 661/23 y N° 660/23 del 8 de septiembre de 2023);
- 37,3% y 38,4% desde noviembre 2023 (Res. ENRE N° 781/23 y N° 780/23 del 1 de noviembre de 2023).

María Agustina Montes
Delegada

Con respecto a la RTI, la Ley de Solidaridad delegó en el PEN la facultad de instruir una nueva revisión, iniciada el 17 de diciembre de 2020 (DNU N° 1020/20) y prorrogada sucesivamente. El 29 de mayo de 2023, el ENRE aprobó el cronograma para la RTI de transporte (Res. N° 421/23).

Finalmente, el 18 de diciembre de 2023, a través del DNU N° 55/23, se declaró la emergencia del sector energético nacional, abarcando los segmentos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como transporte y distribución de gas natural, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024.

Se instruyó a la SE a implementar medidas para sancionar precios en condiciones de competencia y libre acceso, y mantener, en términos reales, los niveles de ingresos para garantizar la prestación de servicios públicos. También se iniciaron procesos de RTI para transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural, no pudiendo excederse la entrada en vigencia más allá de fin de 2024. En este contexto, el ENRE realizó una audiencia pública para tratar la adecuación tarifaria y el índice de actualización mensual. A través de las Res. ENRE N° 104/24 y 105/24, se establecieron incrementos de 179,7% y 191,1% respecto de los valores vigentes a noviembre de 2023 para Transener y Transba, respectivamente, aplicables a partir de febrero de 2024. También se determinó una fórmula que combina salarios, precios mayoristas y precios al consumidor para ajustar la tarifa mensualmente a partir de mayo de 2024.

Además, el DNU busca crear un único Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad, el cual reemplazaría al ENRE y ENARGAS.

Plan federal de transporte eléctrico regional

Mediante la Resolución SE N° 593/22 del 27 de julio de 2022, se aprobó el Plan Federal de Transporte Eléctrico Regional para ampliar el sistema de transporte eléctrico por distribución troncal (líneas de alta tensión y estaciones transformadoras en 132 kV y 220 kV) en distintas regiones del país. El objetivo es contribuir con la descarbonización del sector eléctrico mediante la modernización del sistema de transporte eléctrico, permitiendo reemplazar generación ineficiente e incorporar nueva generación de origen renovable.

En este sentido, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), ha impulsado una línea de crédito condicional para proyectos de inversión por US\$1.140 millones para la concreción de este plan.

Dichas ampliaciones serán cedidas para su operación y mantenimiento al concesionario del servicio público correspondiente a título gratuito. Al finalizar la concesión, deberán ser revertidas a favor del Estado Nacional, sin cargo ni indemnización alguna para éste y que a los fines tarifarios, los activos transferidos no formarán parte de la base de capital.

Finalmente, este plan es financiable a través del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF) y se estableció que hasta el 75% de los recursos de la cuenta de exportaciones del fondo de estabilización del MEM creada por Res. SE N° 1037/21 serán aportados por CAMMESA. Estos aportes financieros para la concreción de las obras tendrán el carácter de no reembolsables.

Marco Regulatorio del Petróleo y Gas

La Ley de Hidrocarburos Argentina

Con fecha 29 de octubre de 2014, el Congreso Nacional sancionó la Ley N° 27.007 que modifica la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 (la "Ley de Hidrocarburos"), considera nuevas técnicas de perforación en la industria, además introduce cambios vinculados principalmente con los plazos y prórrogas de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación, los cánones y las alícuotas de regalías, la incorporación de las figuras de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales en la Plataforma Continental y Mar Territorial e incorpora, el régimen de promoción establecido bajo el Decreto N° 929/13, entre otros aspectos. A continuación, se detallan las principales reformas introducidas por la Ley N° 27.007.

María Agustina Montes
Delegada

El 27 de diciembre de 2023 el Gobierno Argentino presentó el Proyecto de Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos (la “Ley Ómnibus”). Entre otras disposiciones, la Ley Ómnibus incluye al Capítulo IX del Título III referente a Energía, dentro del cual se incluyen múltiples modificaciones a la Ley de Hidrocarburos, tales como las enumeradas a continuación. A la fecha de este Prospecto, la Ley Ómnibus no ha sido aprobada por el Congreso de la Nación, encontrándose sujeta a eventuales modificaciones antes de ser promulgada.

- Se busca incorporar a la actividad de procesamiento de hidrocarburos como actividad regida por la Ley de Hidrocarburos.
- Se designa al Poder Ejecutivo nacional como órgano competente para dictar reglamentaciones en la materia.
- Se incorpora como objetivo primordial de la Ley de Hidrocarburos la maximización de la renta obtenida de la explotación de los recursos.
- Se introduce una importante modificación en los procedimientos de selección, ya que si bien se mantiene el esquema licitatorio, la puja entre los interesados será sobre la base de la regalía ofertada. En este esquema, el Estado fijará un precio de referencia tomado en base a mercados internacionales, y estimándose su valor real con ajuste de los valores de acuerdo con el Índice de Precios al Consumidor de los EEUU. De esta manera, el oferente deberá cotizar una regalía base del 15% con un ajuste (que podrá ser positivo o negativo) y así se compondrá la regalía ofrecida para todo el curso de la concesión. La novedad es que esa regalía ofertada se mantendrá mientras el precio de referencia no tenga modificaciones respecto del vigente al momento de adjudicación en más o en menos de un 50%. Si el precio de referencia aumenta en más de un 50%, el concesionario pagará el doble de la regalía ofertada mientras dure esa situación y, viceversa, pagará la mitad si la referencia baja en más de un 50%.
- Se propone la libre disponibilidad en el mercado y la prohibición al Poder Ejecutivo de intervenir en los precios y las exportaciones.
- Se busca la eliminación del concepto de “zonas reservadas a empresas estatales” como límite a la posibilidad de reconocimientos superficiales.
- Se abandona el criterio de regalías fijadas por la Ley y se adopta el concepto de regalía fijada en la adjudicación.
- En lo que respecta a los plazos de las concesiones de explotación, el Proyecto elimina la inclusión de un plazo para el Plan Piloto en las no convencionales como así también elimina las prórrogas. Por lo demás, mantiene los plazos previstos en la Ley de Hidrocarburos vigente.

- **Explotación No Convencional de Hidrocarburos**

Se otorgó rango legal a la figura de la “Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos” (“CENCH”), creada por el Decreto N° 929/13. Se define explotación no convencional de hidrocarburos, como la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad.

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

- El concesionario de explotación, dentro de su área, podrá requerir la subdivisión del área existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos y el otorgamiento de una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos. Tal solicitud deberá estar fundada en el desarrollo de un plan piloto que, de conformidad con criterios técnico-económicos aceptables, tenga por objeto la explotación comercial del yacimiento descubierto.
- Los titulares de una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, que a su vez sean titulares de una concesión de explotación adyacente y preexistente a la primera, podrán solicitar la unificación de ambas áreas como una única concesión de explotación no convencional, siempre que se demostrare fehacientemente la continuidad geológica de dichas áreas. Tal solicitud también deberá estar fundada en el desarrollo de un plan piloto.

María Agustina Montes
Delegada

- Plazos en los Permisos y Concesiones de Explotación

Los plazos de los permisos de exploración serán fijados en cada licitación por la autoridad de aplicación, de acuerdo al objetivo de la exploración (convencional o no convencional):

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

Al finalizar el primer período del plazo básico el titular del permiso de exploración decidirá si continúa explorando en el área, o si la revierte totalmente al Estado. Se podrá mantener toda el área originalmente otorgada, siempre que haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes del permiso. Al término del plazo básico el titular del permiso de exploración restituirá el total del área, salvo si ejercitara el derecho de prórroga, en cuyo caso dicha restitución quedará limitada al 50% del área remanente.

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

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

Asimismo, con una antelación no menor a un año de vencimiento de la concesión, el titular de la concesión de explotación podrá solicitar indefinidas prórrogas de la concesión, por un plazo de 10 años cada una, siempre que haya cumplido con sus obligaciones como concesionario de explotación, se encuentre produciendo hidrocarburos en las áreas en cuestión y presente un plan de inversiones consistente con el desarrollo de la concesión.

● Adjudicación de Áreas

La Ley Nº 27.007 propone la elaboración de un pliego modelo que será elaborado conjuntamente por la SE y las autoridades provinciales, al que deberán ajustarse los llamados a licitación dispuestos por las autoridades de aplicación de la ley e introduce un criterio concreto para la adjudicación de permisos y concesiones al incorporar el parámetro concreto de “mayor inversión o actividad exploratoria”, como definitorio en caso de igualdad de ofertas, a criterio debidamente fundado del PEN o Poder provincial, según corresponda.

● Canon y Regalías

La reforma a la Ley de Hidrocarburos actualizó los valores relativos al canon de exploración y explotación dispuesto por el Decreto Nº 1.454/07, los que, a su vez, podrán ser actualizados con carácter general por el PEN, sobre la base de las variaciones que registre el precio del petróleo crudo nacional en el mercado interno. A continuación, se detallan los valores actualizados para cada canon y regalías.

Canon

La Ley Nº 27.007 estableció los valores de canon por cada km² o fracción, a ser pagado por el titular del permiso anualmente y por adelantado. Para el permiso de explotación corresponde Ps.4.500, mientras que para el permiso de

María Agustina Montes
Delegada

exploración corresponde: Ps.250 en el 1° período y Ps.1.000 en el segundo período del plazo básico; y Ps.17.500 durante el 1° año de prórroga, incrementándose en un 25% anual acumulativo.

El importe a abonar por el segundo período del plazo básico y la prórroga podrá reajustarse, compensando con inversiones efectivamente realizadas hasta el 10% del canon, en función del período por km².

El 26 de septiembre de 2019, la Provincia del Neuquén publicó nuevos valores del canon por cada km² o fracción para dicha provincia a partir del 2020. El canon de explotación se fijó en Ps.22.410, mientras que el canon de exploración se fijó en Ps.1.245 para el 1° período, Ps.4.980 para el segundo período, Ps.7.470 para el 3° período y Ps.87.150 para la prórroga (Decreto N° 2032/19).

A partir del 2021, el Decreto PEN N° 771/20 fijó un canon máximo en Pesos equivalente a cierto volumen de petróleo valorizado a un precio promedio del mercado interno¹, al tipo de cambio del BNA del día hábil anterior al pago. Dicho esquema es aplicable a nivel nacional (inclusive la Provincia del Neuquén). Para el permiso de explotación corresponde el equivalente a 8,28 barriles, mientras que para el permiso de exploración corresponde: 0,46 barriles en el primer período y 1,84 barriles en el segundo período del plazo básico; y 32,22 barriles para la prórroga.

Regalías

Las regalías hidrocarburíferas, establecidas en un 12% del valor en boca de pozo, son el ingreso que reciben las jurisdicciones concedentes por la producción de hidrocarburos líquidos y gas natural. En caso de prórrogas, se puede aplicar una regalía adicional de hasta 3%, con un tope del 18% total. Para la explotación no convencional tras el vencimiento de una concesión, se puede establecer una regalía adicional de hasta 3%, con un máximo del 18%.

El Poder Ejecutivo o Poder Provincial, según corresponda, como autoridad concedente, podrá reducir hasta el 25% el monto correspondiente a regalías aplicables a la producción de hidrocarburos y durante los 10 años siguientes a la finalización del proyecto piloto a favor de empresas que soliciten una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos dentro de los 36 meses a contar de la fecha de vigencia de la Ley N° 27.007.

Bono de Prórroga

La Ley N° 27.007 faculta a la autoridad de aplicación a establecer para las prórrogas de concesiones de explotación, el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.

Bono de Explotación

La autoridad de aplicación podrá establecer el pago de un bono de explotación cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes asociadas a la explotación convencional de hidrocarburos al final del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos.

Concesiones de Transporte

Las concesiones de transporte, que hasta ahora se otorgaban por 35 años, serán otorgadas por el mismo plazo de vigencia que la concesión de explotación en la que se origina, más la posibilidad de sucesivas prórrogas por hasta 10 años más cada una. De esta forma, las concesiones de transporte que se originen en una concesión de explotación convencional tendrán un plazo básico de 25 años, y las que se originen en una concesión de explotación no convencional de 35 años,

¹ Correspondiente al 1° semestre del año anterior al de la liquidación.

María Agustina Montes
Delegada

más los plazos de prórroga que se otorguen. Vencidos dichos plazos, las instalaciones pasarán al dominio del Estado nacional o provincial según corresponda sin cargo ni gravamen alguno y de pleno derecho.

Legislación Uniforme

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

- (i) **Legislación Ambiental:** prevé que el Estado Nacional y las provincias tenderán al establecimiento de una legislación ambiental uniforme cuyo objetivo prioritario será aplicar las mejores prácticas de gestión ambiental a las tareas de exploración, explotación y/o transporte de hidrocarburos a fin de lograr el desarrollo de la actividad con un adecuado cuidado del ambiente.
- (ii) **Régimen Fiscal:** prevé que El Estado Nacional y las provincias propiciarán la adopción de un tratamiento fiscal uniforme que promueva las actividades hidrocarburíferas a desarrollarse en sus respectivos territorios, en base a las siguientes pautas:
 - La alícuota del impuesto a los Ingresos Brutos aplicable a la extracción de hidrocarburos no superará el 3%;
 - El congelamiento de la alícuota actual del impuesto de sellos, y un compromiso de no gravar con este impuesto a los contratos financieros que se realicen para estructurar los proyectos de inversión, garantizar y/o avalar las inversiones; y
 - El compromiso de las provincias y sus municipios de no gravar a los titulares de permisos y concesiones con nuevos tributos ni aumentar los existentes, salvo las tasas retributivas de servicios y las contribuciones de mejoras y el incremento general de impuestos.

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

La reforma a la Ley de Hidrocarburos establece restricción para el Estado Nacional y las provincias de reservar en el futuro nuevas áreas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal, cualquiera fuera su forma jurídica. De esta manera, quedan a resguardo los contratos celebrados antes de la reforma por las empresas provinciales para la exploración y desarrollo de áreas reservadas.

Respecto a las áreas que ya han sido reservadas a favor de empresas estatales y que aún no han sido adjudicadas bajo contratos de asociación con terceros, se establece que podrán realizarse esquemas asociativos, en los cuales la participación de dichas empresas durante la etapa de desarrollo, será proporcional a las inversiones realizadas por ellas. De esta manera, se elimina el sistema de acarreo o *carry* durante la etapa de desarrollo o explotación del área. Dicho sistema no fue prohibido para la etapa de exploración.

Régimen de Promoción de Inversión de Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales

El 11 de julio de 2013 el PEN emitió el Decreto Nº 929/13 por el cual se creó el Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, tanto convencionales como no convencionales, con el objetivo de incentivar la inversión destinada a la explotación de hidrocarburos, y la figura de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos.

La Ley Nº 27.007 extiende los beneficios del Régimen de Promoción a los proyectos hidrocarburíferos que impliquen la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a US\$ 250 millones, calculada al momento de la presentación del proyecto de inversión para la explotación de hidrocarburos y a ser invertidos durante los primeros 3 años del proyecto de inversión. Con anterioridad a la reforma, los beneficios del Régimen de Promoción alcanzaban a proyectos de inversión en moneda extranjera no inferior a un monto de US\$ 1.000 millones en un plazo de 5 años.

Los sujetos titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos y/o terceros asociados a tales titulares e inscriptos en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que presenten dichos proyectos de inversión gozarán, a partir del tercer año desde la ejecución de sus respectivos proyectos: (i) del derecho a comercializar libremente en el mercado externo el 20% y el 60% de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos, en caso de

María Agustina Montes
Delegada

proyectos de explotación convencional y no convencional y en el caso de proyectos de “costa afuera”, respectivamente, con una alícuota del 0% de derechos de exportación, en caso de resultar éstos aplicables; y (ii) de la libre disponibilidad del 100% de las divisas provenientes de la exportación de tales hidrocarburos, siempre que los respectivos proyectos hubieran implicado el ingreso de divisas a la plaza financiera argentina por al menos el importe de US\$250 millones.

En los períodos que la producción nacional de hidrocarburos no alcanzase a cubrir las necesidades internas de abastecimiento en los términos del Art. 6º de la Ley de Hidrocarburos, los sujetos incluidos en el Régimen de Promoción gozarán, a partir del tercer año desde la ejecución de sus respectivos proyectos de inversión, del derecho a obtener, por el porcentaje de hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en el marco de tales proyectos y susceptible de exportación, un precio no inferior al precio de exportación de referencia, sin computarse la incidencia de los derechos de exportación que pudieran resultar aplicables.

En el marco de estos proyectos de inversión, la Ley Nº 27.007 establece dos aportes a las provincias productoras en cuyo territorio se desarrolle el proyecto de inversión: (i) el primero a cargo del titular del proyecto por un monto equivalente al 2,5% del monto de la inversión comprometida a ser destinado a proyectos de responsabilidad social empresaria; y (ii) el segundo a cargo del Estado Nacional, cuyo monto será establecido por la Comisión de Inversiones Hidrocarburíferas en función de la magnitud y el alcance del proyecto de inversión, el que se destinará a proyectos de infraestructura.

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

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

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

Durante la vigencia de la CENCH, las empresas titulares deben presentar anualmente planes de desarrollo continuo y compromisos de inversión que prevén realizar durante la concesión, teniendo en cuenta que los compromisos asumidos para el año entrante serán considerados compromisos firmes.

Con fecha 26 de julio de 2023, la Sociedad celebró un Acta Acuerdo con la Provincia del Neuquén mediante la cual se acordaron los términos para el otorgamiento de la CENCH. Posteriormente, mediante el Decreto Nº 1.435/23, la Provincia del Neuquén aprobó el Acta Acuerdo mencionado, la cesión de participación de Total Austral S.A. (Sucursal Argentina) a la Sociedad, y otorgó la CENCH a favor de la Sociedad. La cesión de los derechos sobre el área y la CENCH son efectivas a partir del 16 de agosto de 2023, fecha en la que se produjo el cierre de la transacción.

La Sociedad poseía una participación del 55% en el área motivo por el cual, una vez consumado el cierre de la transacción, alcanzó una participación del 100% en Rincón de Aranda.

La Sociedad tiene previsto iniciar un plan piloto que incluye la terminación de 1 pozo previamente perforado, la perforación y terminación de 2 pads compuestos por 8 pozos, y la construcción y adecuación de las instalaciones de superficie, con una inversión estimada en US\$ 161 millones.

Régimen de acceso a las divisas para las exportaciones de hidrocarburos

María Agustina Montes
Delegada

El 3 de octubre de 2023 entró en vigencia la Res. SE N° 808/23 que permite a los exportadores de hidrocarburos liquidar el 25% de sus exportaciones al tipo de cambio CCL y el 75% restante en MUC a tipo de cambio oficial. El objetivo del régimen es incentivar las exportaciones de petróleo y gas, además de reforzar las reservas del BCRA.

De esta forma, se incorporó al crudo, aceites de petróleo y gas al Programa de Incremento Exportador ("PIE") creado por el DNU N° 576/2022.

Las liquidaciones de las operaciones de exportación de las mercaderías se encontrarán alcanzadas por el programa si la fecha de liquidación de exportación está comprendida entre el 2 y el 20 de octubre de 2023 inclusive, y la fecha de exportación efectiva no es posterior al 30 de noviembre. Además, las empresas que tuvieran permisos de exportación aprobados para los meses de octubre y noviembre también podrán adherir y obtener los beneficios del PIE.

Más tarde, el 23 de octubre de 2023, mediante el DNU N° 549/2023, se modificaron los porcentajes, pudiéndose liquidar el 30% bajo tipo de cambio CCL y el 70% en el MUC.

Pampa obtuvo los certificados de acceso al beneficio correspondiente al tercer y cuarto trimestre de 2022 y al primer trimestre de 2023. También se solicitaron los certificados para los beneficios correspondientes al segundo y tercer trimestre de 2023, que aún no han sido otorgados.

Regulaciones Específicas al Mercado del Gas

Plan Gas.Ar

Creado el 16 de noviembre del 2020, el Plan Gas.Ar busca promover la producción del gas natural argentino y gestionar el impacto del costo del gas en las tarifas de la Demanda Prioritaria mediante la licitación de contratos de abastecimiento a largo plazo (DNU N° 892/20). Los beneficiarios del Plan Gas.Ar No Convencional que optasen por participar del presente programa debían presentar su renuncia previamente.

Originalmente, el plazo de los contratos era de 4 años para la producción *onshore*, con un adicional de 4 años para la producción *offshore*, a partir de enero de 2021. Posteriormente, se extendió el plazo hasta el 31 de diciembre de 2028 para el volumen base de 70 millones de m3/día ya adjudicado en las rondas 1 y 3 (DNU 730/22).

Los contratos se consignan entre productores como vendedores, y CMMESA, distribuidores de gas y ENARSA como compradores, en condición de Delivery or Pay del 100% diario y Take or Pay del 75% mensual para CMMESA y trimestral para distribuidores de gas y ENARSA.

Se aplica un factor de ajuste al precio de adjudicación de 0,82 en el periodo estival (octubre – abril), y 1,25 en el periodo invernal (mayo -septiembre) para volumen base y 1,30 para volumen adicional. Los compradores CMMESA y ENARSA realizan el pago valorizado al precio adjudicado en la licitación, mientras que los distribuidores de gas abonan el monto valorizado según el cuadro tarifario vigente, y la diferencia con el precio adjudicado es compensada por el Estado Nacional. Además, el Estado Nacional estableció un sistema de garantía basado en certificados de crédito fiscal para respaldar el pago de la compensación, sin perjuicio de otros mecanismos

En diciembre de 2020 se adjudicó la ronda 1, por un volumen base anual² de 67,4 millones de m3/día a US\$3,5/MBTU desde enero de 2021, y un volumen adicional invernal de 3,6 millones de m3/día a US\$4,7/MBTU desde mayo 2021 (Res. N° 391/20 y 447/20).

En marzo de 2021 se adjudicó la ronda 2, con Delivery or Pay diario creciente y Take or Pay 75% trimestral, por volumen base invernal de 3,3 millones de m3/día a US\$4,7/MBTU desde junio de 2021 (Res. SE N° 169/21).

²49,0 millones de m3/día es de Cuenca Neuquina. El volumen base de la ronda 1 representa el 70% del compromiso total de producción (96,3 millones de m3/día), comercializando el 30% restante a precio de mercado.

María Agustina Montes
Delegada

En noviembre de 2021 se adjudicó la ronda 3, por un volumen base anual de 3 millones de m³/día a US\$3,43/MBTU desde mayo de 2022 (Res. SE N° 1091/21).

En el marco del programa Transport.Ar, que incrementa la capacidad de transporte de gas, a través del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner, en diciembre de 2022 se adjudicaron las rondas 4 (Cuenca Neuquina) y 5 (Cuenca Austral) (Res. SE N° 860/22). Las rondas 4.1 y 5.1 extendieron gran parte del volumen base anual hasta diciembre de 2028, bajo las siguientes condiciones:

- Ronda 1: 48,0 millones de m³/día a US\$3,592/MBTU en Cuenca Neuquina y 2,4 millones de m³/día a US\$3,479/MBTU en Cuenca Austral; y
- Ronda 3: 3 millones de m³/día a US\$3,435/MBTU en Cuenca Neuquina.

La ronda 4.2 adjudicó nuevos volúmenes hasta diciembre de 2028, los cuales pueden limitarse hasta un 30% con ENARSA a clientes industriales y/o GNC, sujeto a la aprobación de SE:

- Compromiso plano anual desde julio de 2023: 11 millones de m³/día a US\$3,41/MBTU;
- Compromiso plano anual desde enero de 2024: 3 millones de m³/día a US\$2,989/MBTU;
- Compromiso en pico (invernal) desde 2024: 7 millones de m³/día a US\$4,249/MBTU; y
- Compromiso en pico (invernal) desde 2025: 7 millones de m³/día a US\$3,597/MBTU.

Finalmente, la ronda 5.2 adjudicó volúmenes incrementales establecidos mensualmente en las Cuencas Austral, Golfo San Jorge y Noreste, por 3,3 millones de m³/día a US\$7,319/MBTU, desde octubre de 2023 hasta diciembre de 2028. Los clientes son ENARSA y CAMMESA, con 80% de DoP diario y 0% de ToP mensual (Res. SE N° 799/23).

Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino

El 3 de noviembre de 2022 se publicó el Decreto N° 730/2022 (en adelante, "Decreto 730") por el cual se modifica el Plan Gas.Ar y se reemplaza por el "Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino" para asegurar y reforzar la producción federal de hidrocarburos, abastecimiento interno, exportación, sustitución de importaciones y ampliación del sistema de transporte para todas las Cuencas Hidrocarburíferas Argentinas 2023-2028 (en adelante, "Plan de Promoción").

Los principales objetivos del Plan de Promoción son (i) fortalecer una base plana de 70 MMm³/d (correspondiente a los volúmenes adjudicados en las rondas 1 y 3 del Plan Gas.Ar), excluyendo los picos de invierno) y (ii) conformar una demanda de volúmenes incrementales que puedan ser evacuados utilizando la nueva capacidad de transporte que estará disponible con la construcción del gasoducto Néstor Kirchner (Programa Transport.Ar, Resolución N° 67/22). El Decreto 730 establece un nuevo período de vigencia hasta el 31 de diciembre de 2028.

Metodología y Condiciones

En cuanto a la metodología, el Poder Ejecutivo Nacional estableció que los contratos se adjudicarán mediante un proceso de licitación a ser convocado por la Secretaría de Energía.

En consecuencia, el 14 de noviembre de 2022 se publicó la Resolución de la Secretaría de Energía N° 770 (en adelante, "Res. 770") por la cual, en el marco del Plan de Aseguramiento, se realizaron las licitaciones N° 4 (para la cuenca Neuquina) y N° 5 (para las cuencas Golfo San Jorge y Austral).

En cuanto a la cuenca Neuquina, la Ronda N° 4 tuvo los siguientes objetivos: (i) Ronda 4.1: extensión de los compromisos asumidos en el marco de las Rondas 1 y 3 del Plan Gas.Ar por otros 4 años, a partir del 1 de enero de 2025, para 31 de diciembre de 2028, con los mismos volúmenes y precios iguales o inferiores a los adjudicados en su momento. En caso

María Agustina Montes
Delegada

de que un productor adjudicado no ejerciera la opción de prórroga, la Secretaría de Energía ofreció a los postores que solicitaban la prórroga la opción de completar el volumen; y (ii) Ronda 4.2: adjudicación de volúmenes incrementales: a. Julio Gas Plano: 11 MM m3/d del 1/7/23 al 31/12/28, b. Enero Gas Plano: 3 MM m3/d del 1/1/24 al 31/12/28, c. Peak Gas 2024: 7MM m3/d del 1/5 al 30/9, de 2024 a 2028, y d. Pico Gas 2025: 7MM m3/d del 1/5 al 30/9, del 2025 al 2028. En cuanto al precio, los oferentes debían ofrecer un precio menor o igual al siguiente: Gas Plano: US\$ 4/MMBTU y para Gas Pico: US\$ 6,9/MMBTU, al que se le tuvo que aplicar un factor de ajuste de 1,3.

Rondas de licitación

El 22 de diciembre de 2022, se adjudicó un volumen total de 66,4 millones de m3/día a US\$3,6/MMBTU para la Ronda 4.1 de acuerdo con la Resolución de la Secretaría de Energía N° 860 y, para la Ronda 4.2, un volumen total de 14 millones de m3/día a US\$3,6/MMBTU. Se otorgaron \$3,3/MMBTU para el pico de gas de julio y enero y un volumen total de 14 millones de m3/día a US\$3,9/MMBTU en invierno para el pico de gas 2024 y el pico de gas 2025.

A Pampa se le adjudicó la ampliación de volumen y precio de rondas anteriores con 4,8 millones de m3/día correspondientes al Gas Plano de julio a un precio de US\$3,5/MMBTU.

Pampa, juntamente con todos los socios de la UTE Aguara Güe, participó de la Ronda 5.2 del Plan Gas.Ar convocada mediante Resolución SE N° 770/22 y resultó adjudicada. Las empresas que componen la UTE adjuntaron un único plan de actividad incremental donde se estima alcanzar un volumen incremental de producción de gas natural para la UTE superior a los 400.000 m3/d, a partir del último trimestre de 2023. La Sociedad posee una participación del 15% en dicha UTE.

El 27 de septiembre de 2023, mediante Resolución SE N° 799/23, se adjudicaron los volúmenes de gas correspondientes a la Ronda 5.2 del Plan Gas.Ar. El esquema establece la venta de los volúmenes incrementales a ENARSA por el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2023 y el 31 de diciembre de 2028. El precio de venta acordado es de US\$ 9.8 /MMBTU entre octubre de 2023 y diciembre de 2026 y de US\$ 6 /MMBTU entre enero de 2027 y diciembre de 2028.

Régimen de acceso a divisas para la producción incremental de hidrocarburos

Con el objetivo de promover e incrementar el valor agregado en la cadena de valor de la actividad hidrocarburífera, el DNU N° 277/22 del 27 de mayo de 2022 establece un régimen que facilita el acceso a divisas en el MUC para aquellas compañías con producción incremental de petróleo y gas en comparación con el año 2021.

El acceso al MUC bajo este régimen no estará sujeto al requisito de conformidad previa del BCRA, en caso de que la normativa cambiaria así lo estableciera. Las divisas obtenidas mediante este régimen están destinadas al pago de capital e intereses de pasivos comerciales, financieros con el exterior y empresas vinculadas no residentes, dividendos de balances cerrados y auditados y la repatriación de inversiones directas de empresas no residentes. Los beneficios podrán ser transferidos a proveedores directos.

Para el gas natural, el beneficio equivale al 30% de la inyección incremental, valuada al precio promedio ponderado de exportación del país de los últimos 12 meses, neto de derecho de exportación. Dicho precio no podrá ser inferior al precio promedio ponderado de adjudicación de Plan Gas.Ar ni superior a dos veces ese mismo valor. Para el petróleo, el beneficio es del 20% de la producción incremental trimestral valuada a la cotización promedio de los últimos 12 meses del Brent, definido por la autoridad de aplicación, neto de derechos de exportación y con ajustes según la calidad de crudo.

El 13 de enero de 2023, a través de la Res. N° 13/23, la SE establecieron las condiciones para que las compañías accedan al régimen. Mediante notas cursadas en agosto y septiembre de 2023, la Subsecretaría de Hidrocarburos otorgó a Pampa los certificados de acceso al beneficio correspondientes al 3T22, 4T22 y 1T23. Adicionalmente, Pampa presentó las solicitudes correspondientes al 2T23, 3T23 y 4T23, los cuales a la fecha no han sido otorgados.

Gas Natural para el Segmento Residencial y GNC

María Agustina Montes
Delegada

Demanda Prioritaria y CEE

En junio de 2016 se establecieron los criterios para asegurar el abastecimiento de la Demanda Prioritaria mediante el CEE ante emergencias operativas que puedan afectar su operación normal (Res. ME&M N° 89/16 y modificatorias). En junio de 2017 se aprobó el procedimiento para la administración del despacho en el CEE (Res. ENARGAS N° 4502/17). En caso de que el CEE no llegue a un acuerdo, el ENARGAS define el abastecimiento requerido considerando las cantidades disponibles de cada productor, descontando lo previamente contratado para abastecer la Demanda Prioritaria, asignando progresivamente hasta igualar la proporcionalidad de cada productor/importador sobre la Demanda Prioritaria.

Precio del Gas Natural en el PIST

Desde 2021, los volúmenes de gas para la demanda prioritaria se adquieren a través del Plan Gas.Ar. Los distribuidores de gas pagan según el tarifario vigente, y el Estado Nacional compensa la diferencia con el precio adjudicado del plan. IEASA paga el 100% del precio del Plan Gas.Ar.

Durante 2021 y 2022 se celebraron audiencias públicas para discutir la porción del precio del gas natural que el Estado cubre bajo el Plan Gas.Ar. El 2 de agosto de 2022, la SE emitió la Resolución N° 610/2022 mediante la cual se estableció el nuevo precio de referencia en el PIST para el gas natural que se aplicará a los usuarios de servicios públicos de gas natural, de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto No. 332/2022.

El 10 de enero de 2023, la SE publicó la Resolución N° 6/2023 (posteriormente modificada a su vez por la Resolución SE 113/2023), mediante la cual se adecuaron los precios PIST de gas natural de los contratos celebrados en el marco del Plan Gas.Ar y el Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino a los distintos tipos de usuarios.

Gas Natural para la Generación Eléctrica

Desde el 30 de diciembre de 2019 la provisión de combustible para usinas quedó centralizada en CAMMESA (excepto los generadores con contratos en Energía Plus y bajo la Res. SEE N° 287/17). CAMMESA realiza subastas en condición interrumpible para cubrir su consumo mensual, y desde el año 2021, la mayoría del gas a CAMMESA se suministra bajo el Plan Gas.Ar. Generadores con contratos en Energía Plus y bajo la Res. SEE N° 287/17 pueden ceder la operación del gas natural y su transporte a CAMMESA. Pampa se adhirió a este esquema.

A partir de 2021, se establecieron nuevos precios de referencia en el PIST para la producción no contemplada en el Plan Gas.Ar, siendo de US\$2,3/MBTU en el período estival (octubre – abril) y US\$3,5/MBTU en el invernal (mayo – septiembre) para la Cuenca Neuquina (Res. SE N° 354/20). Complementariamente al Plan Gas.Ar, CAMMESA subasta con precio máximo igual al del Plan Gas.Ar, con cláusula de DoP del 30%, aunque el volumen no es significativo.

Exportación de Gas Natural

El 27 de abril de 2021 se reglamentó el procedimiento para la autorización de exportaciones de gas natural, en condición firme y preferencial para los adjudicatarios del Plan Gas.Ar durante el periodo estival, extensivo al periodo invernal cuando haya oferta excedente en una cuenca determinada y aprobación previa de la autoridad aplicable (Res. SE N° 360/21). El DNU N° 730/22 del 4 de noviembre de 2022 permite la exportación en condición firme en invierno, priorizando productores con precios competitivos y/o mayor aporte bajo Plan Gas.Ar.

En noviembre de 2022, la SE establece enmiendas, como: **(i)** limitar la exportación por productor al máximo del 30% del volumen autorizado por cuenca o al 50% del compromiso bajo Plan Gas.Ar; **(ii)** cupos por cuenca para la exportación en firme; **(iii)** el volumen exportado será deducible del compromiso bajo Plan Gas.Ar en el verano; y **(iv)** el precio mínimo será el mayor entre un porcentaje del Brent y el precio de Plan Gas.Ar con factor de ajuste (Res. SE N° 774/22).

María Agustina Montes
Delegada

Para el período estival octubre 2023 a abril 2024, los volúmenes autorizados son de 9 millones de m³/día en Cuenca Neuquina y 2 millones de m³/día en Cuenca Austral. Durante el invierno mayo a junio 2023, el cupo fue de 5 millones de m³/día en Cuenca Neuquina, prorrateado entre los adjudicatarios de la ronda 4.2. Desde julio a septiembre de 2023 se autorizó otros 3 millones de m³/día en Cuenca Neuquina. Para el período mayo a septiembre 2024, se determinó un volumen exportable en condición firme por la Cuenca Neuquina de 5 millones de m³/día.

Pampa tiene permisos para exportar gas a Chile en condición firme por un volumen máximo de 1,5 millones de m³/día desde octubre de 2022 hasta abril de 2023, 2,2 millones de m³/día entre mayo 2023 y junio 2023, 0,9 millones de m³/día entre julio 2023 y septiembre 2023, y 1,5 millones de m³/día hasta fin de 2023. Además, se exporta *spot* a Chile y Brasil, siempre y cuando esté permitido por la autoridad aplicable.

Regulaciones Específicas al Mercado de Petróleo

A la fecha no existe ningún precio de referencia para la comercialización de crudo en el mercado local. No obstante, las refinadoras locales están validando precios por debajo de la paridad de exportación.

Impuesto a la exportación de hidrocarburos

Desde mayo de 2020, se exime de abonar derechos de exportación mientras que el precio internacional Brent sea igual o inferior a US\$45/bbl, escalando progresivamente a medida que se incremente el precio de referencia hasta 8%, tope a reconocer cuando el Brent sea igual o superior a US\$60/bbl (DNU N° 488/20). Durante el 2023, la alícuota se mantuvo en 8%.

Midstream

Regulaciones Específicas al Transporte Troncal de Gas – Situación tarifaria de TGS

En abril de 2019, TGS recibió la última actualización semestral tarifaria bajo la RTI implementada en abril de 2017. Posteriormente, con la entrada en vigencia de la Ley de Solidaridad en diciembre de 2019, no se registraron cambios en las tarifas de transporte troncal de gas natural bajo jurisdicción federal.

Sin embargo, debido a la evolución de las variables macroeconómicas, a partir de marzo de 2022 TGS recibió un aumento transitorio del 60% a sus cuadros tarifarios en concepto de variación de costos, a cuenta de la futura RTI. Los lineamientos de dicha adecuación estaban estipulados en un acuerdo transitorio de renegociación, en el cual, además, no se estableció un plan obligatorio de inversiones, se prohibió distribuir dividendos y cancelar en forma anticipada deudas financieras y comerciales contraídas con accionistas, adquirir otras empresas, entre otros.

El 4 de enero de 2023, tuvo lugar la audiencia pública donde TGS solicitó un incremento tarifario del 135% desde febrero de 2023. Sin embargo, el 27 y 29 de abril de 2023 el ENARGAS y el PEN aprobaron y ratificaron, respectivamente, una adenda al acuerdo transitorio de renegociación, que incluía un aumento transitorio del 95% sobre la tarifa de transporte de gas natural y el CAU, con vigencia a partir de mayo de 2023 (DNU N° 250/23 / Res. ENARGAS N° 186/23).

En cuanto a la RTI, la Ley de Solidaridad delegó en el PEN la facultad de instruir una nueva revisión, iniciada el 17 de diciembre de 2020 (DNU N° 1020/20) y prorrogada sucesivamente. Finalmente, el 18 de diciembre de 2023, a través del DNU N° 55/23, se declaró la emergencia del sector energético nacional, abarcando los segmentos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como transporte y distribución de gas natural, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024.

Se instruyó a la SE a implementar medidas para sancionar precios en condiciones de competencia y libre acceso, y mantener, en términos reales, los niveles de ingresos para garantizar la prestación de servicios públicos. También se iniciaron procesos de RTI para transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural, no pudiendo excederse su implementación más allá de fin de 2024. En este contexto, el 8 de enero de 2024 se celebró una audiencia pública,

María Agustina Montes
Delegada

previamente convocada a través de la Res. ENARGAS N° 704/23, donde se trató la adecuación tarifaria y el índice de actualización mensual. A la fecha, los cuadros tarifarios de TGS están pendientes de publicación. Asimismo, el DNU interviene el ENARGAS a partir del 1° de enero de 2024, y busca crear un único Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad, el cual reemplazaría al ENRE y ENARGAS.

Finalmente, en septiembre de 2023, TGS presentó ante el ENARGAS el pedido de extensión por 10 años de la licencia de transporte de gas natural, la cual vence en diciembre de 2027. Dicha solicitud deberá ser tratada por las autoridades gubernamentales.

Gasoducto Presidente Néstor Kirchner

Mediante la Res. N° 67/22 del 7 de febrero de 2022, la SE creó el programa "Transport.Ar Producción Nacional", declarando de interés público nacional la construcción del gasoducto troncal Presidente Néstor Kirchner ("GPNK") y sus obras complementarias como proyecto estratégico.

Asimismo, mediante el Decreto PEN N° 76/22 del 11 de febrero de 2022, se otorgó la concesión de este gasoducto por el plazo de 35 años a IEASA y se creó el fideicomiso FONDESGAS (Fondo de Desarrollo Gasífero Argentino), donde ENARSA actúa como fiduciante y beneficiario, y el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) desempeña el rol de fiduciario.

Se habilitaron las siguientes obras, ejecutadas por ENARSA:

- i. En agosto de 2023, el primer tramo del GPNK, que se extiende desde Tratayén, Provincia del Neuquén, hasta Salliqueló, Provincia de Buenos Aires, interconectándose con los gasoductos de los tramos finales licenciados a TGS, aportando 11 millones de m³/día adicionales de gas natural.
- ii. En diciembre de 2023, el Gasoducto Mercedes - Cardales, que conecta los sistemas de TGS y TGN, con una capacidad máxima de 15 millones de m³/día.

Se estima que para mayo de 2024 se habilitará la ampliación de los tramos finales de TGS, con la instalación de 29 km de loops en el Gasoducto Neuba II, generando una capacidad adicional de transporte de 10 millones de m³/día desde Salliqueló hasta el Gran Buenos Aires.

TGS es el operador técnico del primer tramo del GPNK, incluyendo sus dos plantas compresoras. Este rol fue adjudicado por ENARSA mediante un concurso privado el 5 de junio de 2023, con la asignación para la operación y mantenimiento por un plazo de 5 años, prorrogable por hasta 12 meses. Asimismo, TGS también es el operador técnico del Gasoducto Mercedes Cardales, tras la firma de un acuerdo que contempla un plazo de 5 años.

Regulaciones Específicas al Negocio de GLP

Plan Hogar y Acuerdo Propano para Redes

Actualmente está vigente el Programa Hogar, que abastece GLP en garrafas a precio subsidiado (Decreto PEN N° 470/15 y modificatorias), y el Acuerdo Propano para Redes.

Para garantizar el suministro a usuarios residenciales de bajos recursos, el Programa Hogar establece la asignación de un cupo definido de GLP a empresas fraccionadoras a un precio máximo de referencia. A continuación, el precio máximo de referencia para los productores del butano y el propano comercializado que participan en este programa:

Período	AR\$/ton	Res. SE N°	Período	AR\$/ton	Res. SE N°
Ene-23	29.481	15/23	Jun-23	41.862	391/22
Feb-23	32.429	63/23	Jul-23	43.537	391/23

María Agustina Montes
Delegada

Mar-23	35.672	168/23	Ago-23	45.278	391/23
Abr-23	38.704	326/23	Desde sep-23 a feb-24	50.938	762/23
May-23	40.202	391/23			

Asimismo, en agosto de 2021 se estableció, entre otras medidas, una asistencia económica transitoria que equivale al 20% de la facturación generada por la venta de GLP destinado al Programa Hogar, durante el período de agosto de 2021 a diciembre de 2022 (Res. SE N° 809/21 y modificatorias). Dadas las circunstancias, la participación en este programa obliga a TGS a producir y comercializar GLP a precios sensiblemente inferiores a los de mercado, lo que conlleva la adopción de mecanismos para minimizar su impacto negativo.

Respecto del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido (Acuerdo Propano para Redes), el 28 de agosto de 2023, TGS renovó este acuerdo por decimonovena vez, extendiéndose hasta el 31 de diciembre de 2023. En el marco de este acuerdo, se estableció el pago de una compensación a los participantes a ser abonada por el Estado Argentino, la cual se calcula como la diferencia entre el precio comercializado en el marco de dicho acuerdo y la paridad de exportación, publicada mensualmente por la SE, aunque con notables retrasos en los plazos de cobranza. La decimonovena prórroga permite que los pagos sean realizados con certificados de crédito fiscal, los cuales podrán ser utilizados por los productores para la cancelación de derechos de exportaciones de hidrocarburos. A la fecha, dichos certificados no han sido emitidos.

Impuesto a la Exportación

Al igual que la exportación de hidrocarburos, desde mayo de 2020, se exime de abonar derechos de exportación mientras que el precio internacional Brent sea igual o inferior a US\$45/bbl, escalando progresivamente a medida que se incrementa el precio de referencia hasta 8%, tope a reconocer cuando el Brent sea igual o superior a US\$60/bbl (DNU N° 488/2020). Durante el 2023, la alícuota se mantuvo en 8%.

Regulaciones Específicas al Transporte de Petróleo

En junio de 2016, Oldelval solicitó la RTI al MEyM, con el fin de adecuar las tarifas para un plan de mantenimiento e inversiones que asegure la integridad, eficiencia y confiabilidad de las instalaciones y del servicio de transporte. En consecuencia, el 10 de marzo de 2017 se publicó el nuevo cuadro tarifario en US\$, con un aumento promedio de 34%, vigente a partir de marzo de 2017 (Res. MEyM N° 49/17).

El 28 de noviembre de 2022, la SE solicitó a Oldelval que inicie las tramitaciones correspondientes para actualizar el cuadro tarifario aplicable a los cargadores por el servicio de transporte. Al 31 de diciembre de 2023, Oldelval se encuentra preparando la información quinquenal requerida por la SE.

En 2022, Oldelval realizó un concurso para la adjudicación y contratación del servicio de transporte firme para el tramo del oleoducto Allen-Puerto Rosales correspondiente al Proyecto Duplicar, por un total de más de 314 kbbl por día mediante la suscripción de contratos, con vigencia hasta la finalización de la concesión. Pampa fue adjudicada con una cuota de 6.302 barriles por día.

El 14 de septiembre de 2022, la SE concedió la prórroga de la concesión del transporte de los oleoductos troncales de acceso a Allen y el oleoducto Allen-Puerto Rosales, así como su ampliación denominada Medanito-Puesto Hernández, por el plazo de 10 años a partir del 14 de noviembre de 2027. En consecuencia, la concesión se extenderá hasta el 14 de noviembre de 2037.



María Agustina Montes
Delegada

DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES Y NEGOCIOS DE PAMPA ENERGÍA

Pampa Energía es una empresa energética independiente, con activa participación en las cadenas de valor de electricidad y gas de Argentina:

Generación de electricidad 		Petróleo y gas ³ 	
Hidroeléctrico	938 MW	Bloques	12 de producción + 5 de exploración
Térmico ¹	4.107 MW	Gas	10,3 millones m ³ /d de producción
Co-generación	14 MW	Petróleo	4,8 miles bbl/d de producción
Eólico	427 MW		
+ Expansiones ²	140 MW		
Capacidad total	5.471 MW	Producción total	65,4 miles boe/d

Petroquímica 		Otros negocios 	
	Capacidad de:		9.248 km de gasoductos
Estireno	160 mil ton/año	TGS	Capacidad LGN de 1 millón ton/año
Caucho sintético	55 mil ton/año	Transener	22.390 km de líneas de alta tensión
Poliestireno	65 mil ton/año		

Participación de mercado 94-100%

Nota: Al 31 de diciembre de 2023. CTEB, Transener y TGS son afiliadas que bajo NIIF no se consolidan en los EEEF. Suma de partes sujeta a redondeo. **1** Incluye 848 MW en CTEB. **2** Considera la expansión de PEPE VI. **3** Producción promedio del 2023.

Generación de energía.

En generación, somos la mayor operadora privada del país, con una capacidad instalada de 5.332 MW, lo que equivale al 12% del parque argentino. Sumado a las próximas expansiones de PEPE VI de 140 MW, nuestra capacidad instalada total ascendería a 5.472 MW. La Compañía se dedica a la actividad de generación de energía eléctrica a través de:

- Central Térmica Genelba ("Genelba" o "CTGEBA"), una central ubicada en el nodo central de la red eléctrica de Argentina, en Marcos Paz, en las afueras de la Ciudad de Buenos Aires, que consta de dos unidades de generación de ciclo combinado que en total suman una capacidad instalada de 1.253 MW, lo que representa el 2,9% de la capacidad instalada de Argentina;
- CTEB, una central térmica ubicada en la provincia de Buenos Aires, ubicada en la localidad de Ensenada, Gran La Plata. Esta central es propiedad de CTB, sociedad co-controlada por Pampa e YPF. La CTEB puede consumir gas natural o GO, y cuenta con dos tanques para el almacenamiento de fuel oil, con una capacidad conjunta de 45.000 m³. El 22 de febrero de 2023, la CTEB entró en operación comercial, con la incorporación de una turbina a vapor Siemens de 279 MW que completó el ciclo combinado, con una capacidad total de 848 MW, lo que representa el 1,9% de la capacidad instalada de Argentina;



María Agustina Montes
Delegada

- Central Térmica Loma de la Lata ("Loma de la Lata"), una central térmica ubicada en la provincia de Neuquén (en las cercanías de uno de los yacimientos de gas más grandes de Argentina que lleva el mismo nombre que la planta) con una capacidad instalada de 780 MW, lo cual representa el 1,8% de la capacidad instalada de Argentina;
- Hidroeléctrica Nihuales e Hidroeléctrica Diamante, ambas centrales hidroeléctricas situadas en la provincia de Mendoza, con una capacidad instalada total de 653 MW, a través de las subsidiarias HINISA e HIDISA. Estas centrales representan el 1,5% de la capacidad instalada de Argentina.
- Central Piedra Buena ("Piedra Buena" o "CPB"), una central térmica situada en Ingeniero White, Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires, la cual tiene una capacidad instalada de 620 MW, lo cual representa el 1,4% de la capacidad instalada de Argentina;
- Central Térmica Güemes ("CTG"), una central de generación térmica ubicada en General Güemes, provincia de Salta, con una capacidad instalada de 361 MW, lo cual representa el 0,8% de la capacidad instalada de Argentina;
- Complejo Hidroeléctrico Pichi Picún Leufú ("HPPL"), ubicada en la región de Comahue, provincia de Neuquén, conformada por tres centrales eléctricas con una capacidad instalada de 285 MW, lo cual representa el 0,7% de la capacidad instalada de Argentina;
- Parque Eólico Pampa Energía VI ("PEPE VI"), es el nuevo proyecto de Pampa de desarrollo de un parque eólico ubicado en la Ciudad de Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires, que contempla la instalación de 300 MW de energía eólica. La primera de las tres etapas es de 94,5 MW, que incluirá el montaje e instalación de 21 aerogeneradores Vestas y se espera que entre en funcionamiento en el primer trimestre de 2024;
- Central Térmica Ingeniero White ("CTIW"), una central térmica situada en Ingeniero White, Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires, la cual tiene una capacidad instalada de 100 MW, lo cual representa el 0,2% de la capacidad instalada de Argentina;
- Central Térmica Parque Pilar ("CTPP"), una central térmica situada en el Parque Industrial Pilar (Distrito de Pilar, Provincia de Buenos Aires), con una capacidad instalada de 100 MW, lo cual representa el 0,2% de la capacidad instalada de Argentina;
- Parque Eólico Arauco II, etapa 1 y 2, ubicado en la Provincia de La Rioja, tiene un PPA con CAMMESA y una capacidad instalada de 99,75 MW que representa el 0,2% de la capacidad instalada de Argentina;
- Parque Eólico Pampa Energía IV ("PEPE IV"), en un predio lindante a PEPE II y III, tuvo una habilitación gradual, la cual se completó el 17 de junio de 2023: 18 MW (dic-22), 18 MW (feb-23), 9 MW (abr-23), 9 MW (may-23) y 27 MW (jun-23). Este parque aporta 81 MW de energía renovable al sistema nacional. La generación en 2023 fue de 274 GWh.
- Parque Eólico Pampa Energía II ("PEPE II") es el segundo parque eólico de la Compañía, ubicado en la zona conocida como Corti, a 20 kilómetros de la ciudad bonaerense de Bahía Blanca, y aporta 53 MW de energía renovable al sistema nacional, representando el 0,1% de la capacidad instalada de Argentina;
- Parque Eólico Pampa Energía III ("PEPE III") es el tercer parque eólico de la Compañía, ubicado en Coronel Rosales, cerca de la ciudad de Bahía Blanca y aporta 53 MW de energía renovable al sistema nacional, lo que representa el 0,1% de la capacidad instalada de Argentina.
- Central Térmica Piquirenda ("CTP"), una central de generación térmica ubicada en Piquirenda, General San Martín, provincia de Salta, con una capacidad instalada de 30 MW, lo cual representa el 0,1% de la capacidad instalada de Argentina; y



María Agustina Montes
Delegada

- Ecoenergía, una central térmica de cogeneración con una capacidad instalada de 14 MW, situada en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires, lo cual representa el 0,3% de la capacidad instalada de Argentina;

El segmento de generación de energía eléctrica registró ingresos por ventas por la suma de US\$648 millones y una ganancia operativa de US\$272 millones para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2023.

- *Petróleo y gas.* La Compañía participa en el sector de petróleo y gas a través de las participaciones en las cuencas más importantes de Argentina, de las que obtiene gas natural y petróleo:
 - Las reservas comprobadas combinadas de gas natural y petróleo crudo eran de 179 millones de barriles de equivalente de petróleo, de las cuales el 61% fueron reservas probadas desarrolladas. Las reservas comprobadas combinadas de gas natural e hidrocarburos líquidos representaron aproximadamente el 94% y 6%, respectivamente, de las reservas comprobadas combinadas de la Compañía;
 - La producción combinada de petróleo y gas en Argentina era de un promedio de 63,1 miles de Boe por día. El petróleo crudo representó, aproximadamente, 5,3 miles de barriles de petróleo equivalente por día, mientras que el gas natural representó unos 346 millones de pies cúbicos por día, o 57,7 miles de barriles de petróleo equivalente por día, en función de una medida de conversión de 6.000 pies cúbicos de gas por barril de equivalente de petróleo. La Compañía posee participación en 13 bloques de producción, 5 bloques de exploración y 895 pozos productivos; y
 - Adicionalmente, la Compañía posee una participación directa del 2,1% en OldelVal, la cual lleva a cabo tareas de explotación de oleoductos troncales de acceso a Allen, en el área del Comahue, y el oleoducto Allen – Puerto Rosales, que posibilitan la evacuación del petróleo producido en la Cuenca Neuquina hasta Puerto Rosales (puerto de la Ciudad de Bahía Blanca), aprovisionando asimismo a la destilería Plaza Huinca, que se encuentran en la zona de influencia de su recorrido.

El segmento de negocio de petróleo y gas registró ingresos por ventas por la suma de US\$666 millones y un resultado operativo de US\$140 millones para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2023.

- *Petroquímica.* Las operaciones de petroquímica están radicadas en la República Argentina, donde la Compañía posee dos plantas de alta complejidad. Se producen estireno, caucho sintético y poliestireno, con una participación de mercado local entre 94% y 100%. La división petroquímica posee los siguientes activos:
 - Un complejo petroquímico integrado situado en Puerto General San Martín, provincia de Santa Fe, con una capacidad de producción anual de 50.000 toneladas de gases (GLP y propelentes), 155.000 toneladas de aromáticos, 290.000 toneladas de gasolina y refinados, 160.000 toneladas de estireno, 55.500 toneladas de caucho sintético, 180.000 toneladas de etilbenceno y 31.000 toneladas de etileno; y
 - Una planta de poliestireno situada en la ciudad de Zárate, provincia de Buenos Aires, con una capacidad de producción de 65.000 toneladas de poliestireno al año.

El segmento de negocios de petroquímica registró ingresos por ventas por la suma de US\$507 millones y una ganancia operativa de US\$45 millones para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2023.

- *Holding y Otros.* La Compañía también posee otras participaciones, entre ellas:
 - A través de sus participaciones directas e indirectas, la Compañía posee una participación del 26,5% en TGS, la transportadora de gas más importante del país, la cual cuenta con 9.233 km de gasoductos y una planta procesadora de líquidos General Cerri, con una capacidad de producción de 1 millón de Tn año.

María Agustina Montes
Delegada

- Asimismo, la Compañía posee una participación indirecta del 26,3% en Transener, compañía que realiza la operación y mantenimiento de la red de transmisión en alta tensión de Argentina, a través de 21,7 mil Km de líneas. Adicionalmente, Transener posee una participación del 100% en Transba. Transener transporta el 86% de la electricidad en la Argentina;
- La Compañía posee una participación indirecta sin consolidar del 63,74% en OCP, sociedad licenciataria de un oleoducto con una capacidad de transporte de 450 mil barriles por día en Ecuador; y
- Una participación del 70% en Enecor, una compañía de transmisión eléctrica independiente que provee servicios operativos y de mantenimiento, subcontratando a Transener, para 21 km de 132 Kv de líneas eléctricas doble-tríada, desde la estación transformadora de Paso de la Patria, en la Provincia de Corriente. Tales servicios son provistos bajo una concesión con una duración de 95 años, que finalizará en 2088.

CIESA, Citelec y CTB se contabilizan según el método del valor de la participación.

El segmento Holding y otros registró ingresos por ventas por la suma de US\$14 millones y una pérdida operativa de US\$34 millones para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2023.

El Negocio de Generación de Energía

(i) Plantas de Generación Térmica

Central Térmica Loma de la Lata

La planta de generación térmica Loma de la Lata está situada en Loma de la Lata, provincia de Neuquén, la cual tiene una capacidad instalada de 780 MW, que representa el 1,8% de la capacidad instalada de la Argentina, compuesta por tres turbinas a gas con una capacidad instalada de 375 MW, una turbina a vapor Siemens de 180 MW instalada en el 2011 para el cierre a ciclo combinado bajo el Programa Energía Plus y repotenciada en enero de 2018, una turbina aeroderivada a gas GE de 105 MW y la incorporación en agosto de 2017 de una turbina a gas GE de 105 MW, y los 15 MW de los motores MAN habilitados en agosto de 2021. Loma de la Lata presenta una ubicación privilegiada al encontrarse en las inmediaciones de uno de los yacimientos gasíferos más grandes de Latinoamérica, que lleva el mismo nombre. Desde 1997 a 2023, la generación anual promedio fue de 2.390 GWh, con un máximo de 5.103 GWh en 2022 y un mínimo de 272 GWh en 2002.

Con fecha 3 de agosto de 2021, CAMMESA otorgó la habilitación comercial de la unidad LDLMDI01 por 15 MW de potencia. La unidad está conformada por dos motogeneradores a gas marca MAN, remunerada como energía base bajo la Res. SE N° 440/21. De esta manera, la capacidad instalada de Loma de la Lata asciende a 780 MW.

Finalmente, luego de haber cumplido los 10 años de duración contractual del PPA bajo Res. SE N° 220/07, los 180 MW de capacidad instalada de la turbina de vapor LDLATV01 del cierre a ciclo combinado comenzaron a ser remunerados como energía base bajo la Res. SE N° 440/21 a partir del 1 de noviembre de 2021.

El 20 de julio de 2023 se produjo un siniestro en la Turbina de Gas #5 de la central. Pampa, junto al fabricante de la turbina están llevando a cabo los trabajos necesarios para el desarme y reparación de la falla. Asimismo, Pampa está realizando las gestiones ante las compañías aseguradoras para recibir las indemnizaciones por los daños sufridos y minimizar las pérdidas económicas derivadas por el incumplimiento de los compromisos de disponibilidad bajo PPA.

Central Térmica Genelba

CTGEBa es una central de generación de ciclo combinado que funciona a gas situada en el nodo central de la red eléctrica de Argentina, en Marcos Paz, a unos 50 km de la ciudad de Buenos Aires. La central comenzó su operación en el año 1999 y consta de dos ciclos combinados, uno de 684 MW de potencia instalada, compuesto por dos TG de 223 MW cada una



María Agustina Montes
Delegada

y una TV de 239 MW, repotenciadas en octubre de 2020. El segundo ciclo combinado está compuesto por una TG denominada Genelba Plus de 182 MW de potencia, instalada en 2009 y repotenciada en junio de 2019, otra TG de 188 MW instalada en 2019, y la TV de 199 MW habilitada el 2 de julio de 2020, culminando con el proyecto de expansión iniciado en 2017.

Es la central más grande del país, con una capacidad instalada total de 1.253 MW y representa el 2,9% de la capacidad instalada total de la Argentina. Desde 2000 a 2023, la generación media anual histórica fue de 5.294 GWh, con un máximo de 8.594 GWh en 2021 y un mínimo de 3.438 GWh en 2001.

CTGEBBA está ubicada en un lugar estratégico, al encontrarse a sólo un kilómetro de distancia de la estación transformadora de Ezeiza, nodo de referencia del MEM para la provisión de energía a la mayor demanda del país. El ciclo combinado de CTGEBBA participa del mercado spot, mientras que la turbina de gas Genelba Plus participa del mercado de Energía Plus.

Con fecha 31 de mayo de 2021, se produjo un siniestro en la unidad GEBATG01 (TG21), integrante del ciclo combinado Genelba Plus de la Central Térmica Genelba, produciéndose daños sobre la turbina de la unidad. A consecuencia del siniestro la capacidad de generación del ciclo combinado se ha visto reducida en aproximadamente un 50% (280 MW).

La Sociedad, junto al fabricante de la turbina (SIEMENS), realizó los trabajos necesarios para el desarme y reparación de la falla, que finalizó en julio de 2021.

Central Piedra Buena

La Compañía es propietaria de la planta de generación térmica de ciclo abierto CPB con una capacidad instalada de 620 MW, que representa el 1,4% de la capacidad instalada de la Argentina, y consta de dos unidades convencionales idénticas (Unidad 29 y Unidad 30) con una capacidad de 310 MW cada una.

El abastecimiento de gas natural se realiza a través de un gasoducto propio de 22 km, el cual también es operado y mantenido por la Compañía y que conecta con el sistema de gasoducto troncal de TGS. También cuenta con dos tanques para el almacenamiento de FO con una capacidad combinada de 60.000 m³. Desde 1997 a 2023, la generación anual promedio fue de 1.845 GWh, con un máximo de 3.434 GWh en 2011 y un mínimo de 189 GWh en 2002.

Central Térmica Güemes

Central Térmica Güemes está ubicada en el noroeste de la Argentina, en la ciudad de General Güemes, Provincia de Salta. Esta planta, que fue privatizada en el año 1992, dispone de una planta de generación termoeléctrica de ciclo abierto de 261 MW y la incorporación en septiembre de 2008 de un grupo turbogenerador a gas natural GE de 100 MW, totalizando 361 MW, que representan el 0,8% de la capacidad instalada de la Argentina. Central Térmica Güemes concreta la mayor parte de sus ventas de electricidad en el mercado spot y en el mercado de Energía Plus.

Desde 1993 a 2023, la generación anual promedio fue de 1.564 GWh, con un máximo de 1.903 GWh en 1996 y un mínimo de 225 GWh en 2022 y 2023.

Central Térmica Piquirenda

CTP está situada en la región noroeste de Argentina, en una localidad denominada Piquirenda, en el distrito de Aguaray, departamento de General San Martín, Provincia de Salta. La construcción de esta central comenzó a principios de 2008 y fue finalizada en 2010. Dispone de una planta de generación termoeléctrica de 30 MW, que representan el 0,1% de la capacidad instalada de la Argentina, y está compuesta por diez motogeneradores GE Jenbacher JGS 620 alimentados a gas natural.



María Agustina Montes
Delegada

Desde 2011 a 2023, la generación anual promedio fue de 102 GWh, con un máximo de 156 GWh en 2017 y un mínimo de 52 GWh en 2022.

Central EcoEnergía

EcoEnergía es una central de co-generación ubicada dentro del Complejo General Cerri de TGS en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. La central consta de una TV de 14 MW, que representa el 0,03% de la capacidad instalada de la Argentina y comenzó su operación comercial en el año 2011. La central vende su energía en el mercado de Energía Plus. Desde 2012 a 2023, la generación media anual histórica fue de 89 GWh, con un máximo de 108 GWh en 2018 y un mínimo de 68 GWh en 2023.

Central Térmica Parque Pilar

CTPP se encuentra ubicada en el Parque Industrial Pilar, en el partido de Pilar, provincia de Buenos Aires. La construcción de la central comenzó en octubre de 2016, iniciando su operación comercial el 29 de agosto de 2017. La misma, construida en el marco de la Resolución (SEE) N° 21/16, constituida por 6 motogeneradores Wärtsilä de última generación con un rendimiento del 43% aproximadamente, tiene una potencia total de 100 MW, que representa el 0,2% de la capacidad instalada de la Argentina. Desde 2018 a 2023, la generación media anual histórica fue de 241 GWh, con un máximo de 321 GWh en 2022 y un mínimo de 168 GWh en 2019.

El abastecimiento de gas natural se realiza a través de un gasoducto dedicado y conectado al troncal de TGN, mientras que la energía es evacuada a través de una línea de 132 kW conectada a la subestación Pilar perteneciente a Edenor. La central cuenta con tanques de almacenamiento de FO como combustible alternativo.

Central Térmica Ingeniero White

CTIW se encuentra ubicada en la localidad de Ingeniero White, partido de Bahía Blanca, en un predio contiguo a CPB. Es una central de 100 MW de potencia instalada, que representa el 0,2% de la capacidad instalada de la Argentina, y está conformada por 6 motogeneradores de combustible dual, gas natural o FO, de última tecnología, provistos por Wärtsilä.

La central se encuentra interconectada a la red de 132 kW a través de una subestación perteneciente a Transba. La provisión de combustible líquido se realiza utilizando las instalaciones de descarga y almacenamiento de CPB al igual que el gas natural que se alimenta desde la instalación interna de la mencionada central. Los motores son de alta eficiencia, siendo su rendimiento del 46%. La central comenzó su operación comercial el 22 de diciembre de 2017, y la generación anual promedio desde 2018 a 2021 fue de 279 GWh. Entre 2018 y 2023, la generación media anual histórica fue de 281 GWh, con un máximo de 312 GWh en 2019 y un mínimo de 229 GWh en 2020.

Central Térmica Ensenada Barragán

CTEB está ubicada en la provincia de Buenos Aires, en la localidad de Ensenada, Gran La Plata. Actualmente está compuesta por dos TG Siemens de 285 MW y 284 MW cada una, habilitadas en 2012 y repotenciadas en 2023, y una TV Siemens de 279 MW habilitada el 22 de febrero de 2023 para el cierre a ciclo combinado, alcanzando una capacidad total de 848 MW, que representa el 1,9% de la potencia total argentina. Esta central tiene la posibilidad de consumir gas natural o gasóleo, por lo que cuenta con dos tanques de almacenamiento con una capacidad combinada de 45.000 m³. Desde 2013 a 2023, la generación media anual histórica fue de 1.525 GWh, con un máximo de 4.236 GWh en 2023 y un mínimo de 255 GWh en 2020.

Pampa opera CTB y posee una participación indirecta del 50% sobre su capital accionario, siendo el único activo de la sociedad la CTEB. Con fecha 19 de junio de 2019, CTB y sus accionistas co-controlantes, YPF (a través de su subsidiaria YPF Energía Eléctrica S.A. -"YPF Luz") y Pampa, celebraron un acuerdo para la provisión de los servicios de administración y gerenciamiento de CTB (el "Acuerdo de Gerenciamiento"), el cuál fue modificado con efectos a partir del 1 de enero de

María Agustina Montes
Delegada

2024. Conforme la última modificación del Acuerdo de Gerenciamiento, se distribuyen entre Pampa e YPF Luz y algunas acciones relacionadas con el despacho eléctrico en el personal de la central.

(ii) Plantas de Generación Hidroeléctrica

Hidroeléctrica los Nihuales S.A.

La Compañía posee el 52,04% de las acciones con derecho a voto de HINISA, una empresa de generación hidroeléctrica con una capacidad instalada de 265 MW, que representa el 0,6% de la capacidad instalada de la Argentina, ubicada en la provincia de Mendoza. Por su parte, la provincia de Mendoza, a través de Empresa Mendocina de Energía Sociedad Anónima con Participación Estatal Mayoritaria ("EMESA"), posee el resto del capital accionario de HINISA.

HINISA lleva a cabo sus operaciones en virtud de una concesión provincial para uso hidroeléctrico del agua proveniente del río Atuel, ubicado en el departamento de San Rafael en la provincia de Mendoza (aproximadamente 1.100 km al sudoeste de Buenos Aires) y en virtud de una concesión nacional para la generación, venta y comercialización de electricidad del sistema hidroeléctrico de Nihuales (el "Sistema Los Nihuales"). El Sistema Los Nihuales está conformado por tres represas y tres plantas generadoras de energía hidroeléctrica (Nihuil I, Nihuil II y Nihuil III), como también por un dique compensador que se utiliza para administrar el flujo de agua del sistema para irrigación. El Sistema Los Nihuales cubre una longitud total de cerca de 40 km y una altura de entre 440 m y 480 m. Desde 1990 a 2023, la generación anual promedio fue de 778 GWh, alcanzando un máximo de 1.250 GWh en 2006 y un mínimo de 428 GWh en 2022.

Hidroeléctrica Diamante S.A.

La Compañía posee el 61% de las acciones con derecho a voto de HIDISA, una empresa de generación hidroeléctrica con una capacidad instalada de 388 MW, que representa el 0,9% de la capacidad instalada de la Argentina, ubicada en la provincia de Mendoza.

HIDISA lleva a cabo sus operaciones en virtud de una concesión provincial para uso hidroeléctrico de agua del Río Diamante, ubicada en el departamento de San Rafael en la provincia de Mendoza y en virtud de una concesión nacional para la generación, venta y comercialización de electricidad del sistema hidroeléctrico Diamante (el "Sistema Diamante"). El Sistema Diamante está conformado por tres represas y tres plantas generadoras de energía hidroeléctrica (Agua del Toro, Los Reyunos y El Tigre). El Sistema Diamante cubre una longitud total de aproximadamente 55 km y una diferencia de altura de entre 873 m y 1.338 m. Con una generación anual promedio de 526 GWh durante 1990 a 2023, registró un máximo de 943 GWh en 2006 y un mínimo de 303 GWh en 2022.

Resumen de las concesiones de HINISA e HIDISA

El objeto social de HINISA e HIDISA es la generación, venta y comercialización en bloque de energía eléctrica a través de la explotación de sistemas hidroeléctricos, con arreglo a los términos y condiciones de las siguientes concesiones:

- (i) Concesiones provinciales otorgadas por el gobierno de la provincia de Mendoza con términos y condiciones semejantes (para HINISA e HIDISA) y a riesgo de cada empresa para la explotación hidroeléctrica del río Atuel, en el caso de HINISA, y del río Diamante, en el caso de HIDISA. Estas concesiones fueron otorgadas con arreglo a la Ley Provincial N° 6.088 de fecha 21 de diciembre de 1993 y sus disposiciones relacionadas.
- (ii) Concesiones nacionales otorgadas por el Gobierno Argentino con términos y condiciones semejantes (para HINISA e HIDISA) y a riesgo de cada empresa para la generación de energía hidroeléctrica a través de los respectivos sistemas hidroeléctricos de HINISA e HIDISA. Estas concesiones fueron otorgadas con arreglo a las Leyes N° 15.336, N° 23.696 y N° 24.065 y sus disposiciones relacionadas.

María Agustina Montes
Delegada

Plazo. El plazo de los contratos de concesión de HINISA e HIDISA es de 30 años, a partir del 1 de junio de 1994 en el caso de HINISA y del 19 de octubre de 1994 en el caso de HIDISA. Para más información véase “Finalización de las Concesiones Hidroeléctricas” del presente.

Pagos de regalías. En virtud de sus respectivos contratos de concesión, HINISA e HIDISA están obligadas a efectuar los siguientes pagos de regalías: (i) regalías a favor de (1) la provincia de Mendoza de hasta un 12% en el caso de HIDISA e de hasta un 6% en el caso de HINISA, y (2) la provincia de La Pampa de hasta un 6% en el caso de HINISA, en cada caso, del importe que resulte de aplicar la tarifa por ventas al por mayor a la electricidad vendida, conforme a las disposiciones del Artículo 43 de la Ley Nº 15.336, según fuera modificada por la Ley Nº 23.164. De acuerdo con las reglamentaciones aplicables, a los efectos de establecer la base de cálculo de esas regalías, deberá usarse el precio monómico (el precio de la electricidad que incluye tanto el precio de la energía como el cargo de capacidad) de la energía eléctrica producida, resultante de la siguiente fórmula: la suma del valor de la energía eléctrica generada al valor hora fijado por el mercado mayorista, más el importe a cobrar por la energía eléctrica brindada al mercado al contado si esa energía eléctrica se fuera a vender dentro de un determinado mes, dividido por la energía eléctrica total generada durante ese mes; (ii) Regalías a favor del Gobierno Argentino de hasta (1) el 2,5% del importe usado como base para el cálculo de regalías en el caso de HIDISA, y de hasta (2) un 1,5%, estimado sobre la misma base en el caso de HINISA; y (iii) Regalías a favor de la provincia de Mendoza de hasta un 2,5% del importe utilizado como base para el cálculo de regalías para HINISA e HIDISA.

Fondo para contingencias. HINISA e HIDISA, junto con otras empresas de generación hidroeléctrica de Argentina, están obligadas a efectuar pagos trimestrales a una fundación que es propietaria y administra un fondo para contingencias creado para cubrir hasta un 80% de la diferencia entre el importe total de los posibles costos asociados a la reparación de los sistemas hidroeléctricos de cualquiera de las plantas de las empresas de generación hidroeléctrica y USD 5 millones que no se encuentre contemplada en la cobertura de sus respectivas pólizas de seguro.

Tras la crisis económica que atravesó Argentina en 2001 y 2002, el órgano de administración de la fundación decidió que la contribución al fondo de contingencia en Dólares exigida en virtud de las concesiones, los términos y condiciones de licitación y las disposiciones relevantes de los estatutos de HINISA e HIDISA se convirtieron a Pesos a la paridad de \$ 1 = US\$ 1. Las cláusulas de indexación contenidas en dichas concesiones fueron reemplazadas por el Coeficiente de Estabilización de Referencia (“CER”). Al efectuarse la conversión de Dólares a Pesos, el valor del fondo de contingencia expresado en esta última moneda superó el importe exigido. Por consiguiente, HINISA e HIDISA, junto con las demás empresas de generación hidroeléctrica, han suspendido los pagos al fondo para contingencias. Sin embargo, la Compañía no puede garantizar que, en el futuro, HINISA e HIDISA no deberán retomar los pagos al fondo para contingencias.

A partir de la fecha de entrada en vigencia de las concesiones hasta la suspensión de pagos, HINISA e HIDISA efectuaron contribuciones por un total de US\$ 1,3 millones y US\$ 1,9 millones, respectivamente.

Multas y sanciones. HINISA e HIDISA están sujetas a las penalidades y multas que pueden aplicarse en virtud de sus respectivos contratos de concesión, calculadas sobre la base del importe bruto total facturado para el período de 12 meses precedente a la imposición de dicha penalidad. Dichas penalidades y multas oscilan del 0,1% al 1% (por incumplimiento de los términos y condiciones del contrato o de las reglamentaciones aplicables a la generación de energía eléctrica, seguridad de diques, gestión de recursos hídricos, protección medioambiental y por incumplimiento de las instrucciones impartidas por el Organismo Regulador de Seguridad de Presas (“ORSEP”), CAMMESA, cualquier otra autoridad de gobierno o el ENRE); del 0,02% al 0,2% (por mora o falta de pago de las contribuciones al fondo para contingencias y pólizas del seguro o por tomar medidas sin la autorización previa de las respectivas autoridades de gobierno), del 0,01% al 0,1% (por omisión de presentar la información que fuera solicitada o de presentar informes obligatorios); del 0,03% al 0,3% (por no mantener rutas y carreteras abiertas al tránsito y libres de contaminación en el agua, en el aire y en el suelo, y demoras en dar cumplimiento a las obras reglamentarias), y del 1% al 10% (ante todo eventual acto considerado por las autoridades de gobierno como una causal de extinción en virtud de las concesiones). Si las multas impuestas durante un período de 12 meses superan el 20% del importe bruto facturado por ventas de energía eléctrica, la autoridad concedente tendrá derecho a extinguir el contrato de concesión relevante.

María Agustina Montes
Delegada

Garantías de cumplimiento. Como garantía de cumplimiento de sus obligaciones emanadas de los respectivos contratos de concesión, HINISA e HIDISA han depositado \$ 2 millones, cada una, en beneficio de la autoridad concedente en virtud de sus respectivos contratos de concesión. De no mediar compensación alguna por parte de la autoridad concedente en caso de incumplimiento o de cualquier otra causal de incumplimiento en virtud de los términos y condiciones de los respectivos contratos de concesión, los importes de las garantías quedarán desafectados y serán devueltos a HINISA e HIDISA, respectivamente, en ocasión del vencimiento o la extinción de sus respectivos contratos de concesión.

Rescisión de los contratos de concesión. Los contratos de concesión de HIDISA e de HINISA podrán ser rescindidos por cualquiera de las siguientes razones:

- i. Incumplimiento de las obligaciones legales y contractuales significativas. En ese caso, HINISA o HIDISA, según sea el caso, seguirá a cargo de sus respectivas concesiones durante un período de transición establecido por la autoridad concedente, el que no deberá exceder los 12 meses, debiendo indemnizar al Gobierno Argentino y a la provincia de Mendoza por los eventuales daños y perjuicios ocasionados (las autoridades concedentes también podrán aplicar los importes de la garantía de cumplimiento al pago de los eventuales daños y perjuicios). Dentro de los 90 días de recibida la notificación de rescisión relevante, se deberá constituir una nueva sociedad, a la cual se le adjudicará una concesión semejante y convocar una licitación pública para vender las acciones de la sociedad recientemente constituida. Una vez deducidas todas las multas, intereses y retenciones por potenciales reclamos, el saldo se distribuirá a HINISA o HIDISA, según corresponda, como única retribución por la transferencia de las concesiones;
- ii. Ciertas causales de quiebra respecto a HINISA o HIDISA (según corresponda), lo que incluye eventuales procedimientos de liquidación o disolución. En ese caso, la rescisión del contrato de concesión relevante operará de forma automática;
- iii. Fuerza mayor o determinados actos de terceros que impidan que HINISA e HIDISA cumplan con sus respectivas obligaciones en virtud de sus respectivos contratos de concesión; o
- iv. Caducidad de los plazos de los respectivos contratos de concesión.

Por otra parte, el Artículo 14, inciso D de la Ley Nº 6.088 de la provincia de Mendoza establece la extinción de concesiones por cuestiones de interés público o por expropiación para uso público.

Una vez finalizados los contratos de concesión por cualquier causa, los activos transferidos a HINISA e HIDISA en virtud de los respectivos contratos de concesión serán transferidos nuevamente a la provincia de Mendoza y al Gobierno Argentino, según corresponda.

HPPL

En agosto de 1999, se adjudicó una concesión a 30 años para generación hidroeléctrica en HPPL. El complejo tiene 3 unidades de generación de energía eléctrica con una capacidad instalada de 285 MW, que representa el 0,7% de la capacidad instalada de la Argentina, y está ubicado en la región de Comahue, provincia de Neuquén. Entre 2000 y 2023, HPPL registró una generación media anual histórica de 928 GWh, con un máximo de 1.430 GWh en 2006 y un mínimo de 494 GWh en 2016. La concesión de HPPL es 100% propiedad de Pampa.

Resumen de la concesión de HPPL

Concesión. El objeto societario principal de HPPL es la generación, venta y comercialización de electricidad a través de la explotación de sistemas hidroeléctricos, en virtud de los términos y condiciones de la siguiente concesión:

Plazo. El plazo de la concesión de HPPL es de 30 años, comenzando el 30 de agosto de 1999.

María Agustina Montes
Delegada

Pago de regalías. Conforme al contrato de concesión de la Compañía y las leyes aplicables, a partir de agosto de 2002, la Compañía pagó un 1% en concepto de regalías hidroeléctricas, con incrementos anuales programados del 1% por año hasta que las regalías alcanzaran un tope del 12%, en función del cuadro tarifario aplicado a ventas en bloque de la electricidad vendida. Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía pagó la tasa máxima de regalías hidroeléctricas, es decir, el 12%. A su vez, la Compañía le pagó al Gobierno Argentino un cargo mensual por el uso de la fuente hídrica equivalente al 0,5% del mismo importe utilizado para el cálculo de regalías hidroeléctricas.

Fondo para contingencias. HPPL, junto con otras empresas de generación hidroeléctrica de Argentina, están obligadas a efectuar pagos trimestrales a una fundación que es propietaria y administra un fondo para contingencias creado para cubrir hasta un 80% de la diferencia entre el importe total de los posibles costos asociados a la reparación de los sistemas hidroeléctricos de cualquiera de las plantas de las empresas de generación hidroeléctrica y USD 5 millones que no se encuentre contemplada en la cobertura de sus respectivas pólizas de seguro.

Garantías de cumplimiento. Como garantía de cumplimiento de sus obligaciones emanadas de los respectivos contratos de concesión, HPPL ha depositado \$ 2 millones en beneficio de la autoridad concedente relevante en virtud de su respectivo contrato de concesión. De no mediar compensación alguna por parte de la autoridad concedente relevante en caso de incumplimiento o de cualquier otra causal de incumplimiento en virtud de los términos y condiciones de los respectivos contratos de concesión, los importes de las garantías quedarán desafectados y serán devueltos a HPPL, en ocasión del vencimiento o la extinción de los respectivos contratos de concesión.

Multas y sanciones. HPPL está sujeta a las penalidades y multas que pueden aplicarse en virtud de sus contratos de concesión, calculadas sobre la base del importe bruto total facturado para el período de 12 meses precedente a la imposición de dicha penalidad. Dichas penalidades y multas oscilan del 0,1% al 1% (por incumplimiento de los términos y condiciones del contrato o de las reglamentaciones aplicables a la generación de energía eléctrica, seguridad de diques, gestión de recursos hídricos, protección medioambiental y por desacato de las instrucciones impartidas por el ORSEP, CAMMESA, cualquier otra autoridad de gobierno o el ENRE); del 0,02% al 0,2% (por mora o falta de pago de las contribuciones al fondo para contingencias y pólizas del seguro o por tomar medidas sin la autorización previa de las respectivas autoridades de gobierno), del 0,01% al 0,1% (por omisión de presentar la información que fuera solicitada o de presentar informes obligatorios); del 0,03% al 0,3% (por no mantener rutas y carreteras abiertas al tránsito y libres de contaminación en el agua, en el aire y en el suelo, y demoras en dar cumplimiento a las obras reglamentarias), y del 1% al 10% (ante todo eventual acto considerado por las autoridades de gobierno como una causal de extinción en virtud de las concesiones). Si las multas impuestas durante un período de 12 meses superan el 20% del importe bruto facturado por ventas de energía eléctrica, la autoridad concedente tendrá derecho a extinguir el contrato de concesión relevante.

Rescisión de los contratos de concesión. Los contratos de concesión de HPPL podrán ser rescindidos por cualquiera de las siguientes razones: (i) Incumplimiento de las obligaciones legales y contractuales significativas. En ese caso, HPPL seguirá a cargo de su concesión durante un período de transición establecido por la autoridad concedente, el que no deberá exceder los 12 meses, debiendo indemnizar al Gobierno Argentino por los eventuales daños y perjuicios ocasionados (las autoridades concedentes también podrán aplicar los importes de la garantía de cumplimiento al pago de los eventuales daños y perjuicios). Dentro de los 90 días de recibida la notificación de rescisión relevante, se deberá constituir una nueva sociedad, a la cual se le adjudicará una concesión semejante y convocar una licitación pública para vender las acciones de la sociedad recientemente constituida. Una vez deducidas todas las multas, intereses y retenciones por potenciales reclamos, el saldo se distribuirá a HPPL como única retribución por la transferencia de las concesiones; (ii) Ciertas causales de quiebra respecto a HPPL, lo que incluye eventuales procedimientos de liquidación o disolución. En ese caso, la rescisión del contrato de concesión relevante operará de forma automática; (iii) Fuerza mayor o determinados actos de terceros que impidan que HPPL cumpla con sus obligaciones en virtud de su respectivo contrato de concesión; o (iv) Caducidad de los plazos de los respectivos contratos de concesión.

El Negocio de Generación de Energía Renovable

María Agustina Montes
Delegada

PEPE II

PEPE II está constituido por 14 aerogeneradores Vestas V-136, de 3,8 MW de potencia cada una y altura al buje de 120 metros, con un factor de carga neto P50 de 56%. La capacidad instalada es de 53 MW, representando el 0,1% de la potencia argentina. Fue habilitado en mayo de 2019 y la generación media anual histórica desde el 2020 fue de 217 GWh.

PEPE III y PEPE IV

PEPE III y PEPE IV están ubicados en Coronel Rosales, sobre la ruta nacional N°3, a 45 km de la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. PEPE III es gemelo a PEPE II pero con un factor de carga neto P50 de 63%. La generación media anual histórica desde el 2020 fue de 249 GWh. El 29 de diciembre de 2022 se habilitaron 4 de los 18 aerogeneradores Vestas V-150 de 4,5 MW cada uno de PEPE IV (18 MW en total). Cada aerogenerador tiene una altura al buje de 105 metros, con un factor de carga neto P50 de 63%. Finalmente, con fecha 17 de junio de 2023, CAMMESA habilitó comercialmente el PEPE IV, aportando 81 MW de energía renovable al sistema nacional.

A comienzos de 2022 se iniciaron las obras de ampliación del PEPE III inaugurado en el año 2019, cuya producción está destinada a atender el segmento de grandes usuarios. El proyecto comprendió principalmente el montaje e instalación (en etapas) de 18 aerogeneradores adicionales con una potencia de 81 MW. La habilitación comercial de la ampliación se inició el 29 de diciembre de 2022, con los primeros 4 aerogeneradores y finalizó el 17 de junio de 2023 con los últimos 3 aerogeneradores del proyecto.

Finalizadas las obras de ampliación, PEPE III y PEPE IV cuentan, en conjunto, con 32 aerogeneradores con una potencia instalada de 134,2 MW.

PEPE II y PEPE III están registrados para emitir certificados IREC.

PEA

El 16 de diciembre de 2022, Pampa adquirió el 100% de Vientos de Arauco Renovables S.A.U., ubicada en la Provincia de La Rioja, sobre la ruta provincial N° 9, con una capacidad de 99,75 MW. Parque Eólico Parque Eólico Arauco II tiene PPA con CAMMESA bajo Renovar Ronda 1.

PEA cuenta con 38 aerogeneradores Siemens Gamesa G-114 de 2,625 MW cada uno, con una altura al buje de 80 metros y un factor de carga neto P50 del 43%. Su capacidad instalada es de 100 MW, representando el 0,2% de la potencia argentina. La generación media anual histórica desde 2020 fue de 328 GWh.

PEPE VI

Finalmente, en mayo de 2023 se anunció la construcción de PEPE VI, que contará, en la primera y segunda etapa, con un total de 31 aerogeneradores Vestas de 4,5 MW cada uno, estimando su habilitación gradual para julio, septiembre y octubre de 2024, alcanzando una capacidad instalada total de 139,5 MW. El proyecto también contempla una tercera etapa, con una ampliación a 300 MW.

María Agustina Montes
Delegada

Resumen de Activos de Generación

La siguiente tabla describe los activos de generación de electricidad de la Compañía y sus respectivas participaciones en el mercado de generación energética de Argentina al 31 de diciembre de 2023.

Principales indicadores operativos del segmento de generación	Hidroeléctricas				Eólicas				Subtotal hidro +eólicas
	HINISA	HIDISA	HPPL	PEMC ¹	PEPE2	PEPE3	PEPE4	PEA ²	
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	-	53	53	81	100	1.225
<i>Capacidad nueva (MW)</i>	-	-	-	-	53	53	81	100	287
Participación de mercado	0,6%	0,9%	0,7%	0,0%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	2,8%
Período anual									
Generación neta 12M23 (GWh)	543	361	1.060	193	209	204	274	326	3.170
Participación de mercado	0,4%	0,3%	0,8%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	2,3%
Ventas 12M23 (GWh)	543	361	1.060	193	213	217	274	326	3.187
Generación neta 12M22 (GWh)	428	303	707	391	231	249	0	17	2.326
<i>Variación 12M23 vs. 12M22</i>	+27%	+19%	+50%	-50%	-10%	-18%	na	na	+36%
Ventas 12M22 (GWh)	428	303	707	391	256	249	0	-	2.335
Precio prom. 12M23 (US\$/MWh)	17	31	11	70	74	65	65	80	38
Precio prom. 12M22 (US\$/MWh)	23	38	15	69	74	66	66	na	41
Margen bruto prom. 12M23 (US\$/MWh)	1	7	4	59	55	60	60	69	26
Margen bruto prom. 12M22 (US\$/MWh)	3	12	6	60	54	58	58	na	26

Principales indicadores operativos del segmento de generación	Térmicas									Subtotal térmicas	Total
	CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEB A	Eco-Energía	CTEB ³		
Capacidad instalada (MW)	780	361	30	620	100	100	1.253	14	848	4.107	5.332
<i>Capacidad nueva (MW)</i>	184	100	-	-	100	100	565	14	279	1.343	1.630
Participación de mercado	1,8%	0,8%	0,1%	1,4%	0,2%	0,2%	2,9%	0,03%	1,9%	9,4%	12%
Período anual											
Generación neta 12M23 (GWh)	4.512	225	75	606	274	265	7.548	68	4.236	17.809	20.979
Participación de mercado	3,2%	0,2%	0,1%	0,4%	0,2%	0,2%	5,4%	0,0%	3,0%	12,7%	14,9%
Ventas 12M23 (GWh)	4.470	547	75	606	274	265	8.224	146	4.236	18.842	22.029
Generación neta 12M22 (GWh)	5.103	225	52	1.209	321	308	7.746	73	948	15.985	18.311
<i>Variación 12M23 vs. 12M22</i>	-12%	+0%	+43%	-50%	-15%	-14%	-3%	-7%	na	+11%	+15%
Ventas 12M22 (GWh)	5.103	469	52	1.209	321	308	8.571	152	948	17.133	19.468
Precio prom. 12M23 (US\$/MWh)	19	65	24	49	135	110	37	39	30	35	35
Precio prom. 12M22 (US\$/MWh)	19	77	41	33	118	99	39	40	90	39	39
Margen bruto prom. 12M23 (US\$/MWh)	15	20	4	6	107	86	20	13	23	21	22
Margen bruto prom. 12M22 (US\$/MWh)	12	25	12	11	94	73	21	17	70	23	23

Nota: Los valores están sujetos a redondeo, por lo que el total puede no igualar su suma. Margen bruto antes de amortización y depreciación. **1** 100% de Pampa desde agosto de 2022, y desinvertido en julio de 2023. **2** Adquirido en diciembre de 2022. **3** Operada por Pampa (participación accionaria del 50%).

El Negocio de Petróleo y Gas

Este segmento es un eslabón clave en la cadena de negocios de la Compañía. La estrategia de este segmento de negocios radica en desarrollar reservas de hidrocarburos rentables, asumiendo un compromiso con la responsabilidad social y ambiental. En este sentido, la Compañía se apoya en tres iniciativas principales: (i) desarrollo y monetización de reservas de gas no convencionales; (ii) exploración para reposición de reservas; y (iii) optimización de las operaciones y la infraestructura existente para apalancar nuevos proyectos.

Como es habitual en el negocio de la exploración y producción de petróleo, la Compañía generalmente participa en actividades de exploración y producción en conjunto con socios de operaciones conjuntas. Los acuerdos contractuales entre los participantes en una operación conjunta son generalmente regulados por un "Acuerdo Operativo" o "Acuerdo



María Agustina Montes
Delegada

de Funcionamiento”, en los que se prevé que los costos, derechos de producción y responsabilidades serán compartidas de acuerdo al porcentaje que cada parte tenga en el Acuerdo de Funcionamiento. Una de las partes del acuerdo es generalmente designado como operador y es responsable de conducir las operaciones bajo la supervisión general y el control de un comité operativo compuesto por representantes de cada parte. Mientras que los acuerdos operativos generalmente estipulan que la responsabilidad será soportada por las partes según el porcentaje que éstas tengan en el acuerdo, las licencias emitidas por la autoridad gubernamental relevante generalmente prevén que los participantes en una operación conjunta son responsables conjunta y solidariamente por sus obligaciones ante esa autoridad gubernamental conforme la licencia aplicable. Los socios pagan generalmente en forma mensual los gastos administrativos indirectos de los operadores contractuales en proporción a su participación en el campo pertinente.

La Compañía participa en el sector de petróleo y gas directamente a través de sus participaciones en las cuencas más importantes de la Argentina, de las que obtiene gas natural y petróleo. Al 31 de diciembre de 2023:

- Las reservas comprobadas combinadas de gas natural y petróleo crudo eran de 199 millones de barriles de equivalente de petróleo, de las cuales el 65% fueron reservas probadas desarrolladas. Las reservas comprobadas combinadas de gas natural e hidrocarburos líquidos representaron aproximadamente el 94% y 6%, respectivamente, de las reservas comprobadas combinadas de la Compañía;
- La producción combinada de petróleo y gas en Argentina para las operaciones continuas era de un promedio de 65,4 miles de Boe por día. El petróleo crudo para las operaciones continuas representó, aproximadamente, 4,8 miles de barriles de petróleo equivalente por día, mientras que el gas natural para las operaciones continuas representó unos 368 millones de pies cúbicos por día, o 61,3 miles de barriles de petróleo equivalente por día, en función de una medida de conversión de 6.000 pies cúbicos de gas por barril de equivalente de petróleo; y
- Adicionalmente, la Compañía posee una participación directa del 2,1% en OldelVal, la cual lleva a cabo tareas de explotación de oleoductos troncales de acceso a Allen, en el área del Comahue, y el oleoducto Allen – Puerto Rosales, que posibilitan la evacuación del petróleo producido en la Cuenca Neuquina hasta Puerto Rosales (puerto de la Ciudad de Bahía Blanca), aprovisionando asimismo a la destilería Plaza Huincul, que se encuentran en la zona de influencia de su recorrido.

La Compañía también participa en el sector de petróleo y gas a través de sus inversiones en OCP.

Durante el 2023, de acuerdo al ME&M, la producción bruta de gas en Argentina se mantuvo en un promedio de 4.7 billones de metros cúbicos por día, mientras que la producción bruta de petróleo aumentó un 9%, un promedio de 635 miles de barriles por día. De acuerdo al ME&M, al 31 de diciembre de 2023 nuestra producción de gas consolidada representó un 7% del total de la producción de gas en Argentina.

Información clave sobre petróleo y gas

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía participa de forma directa o íntegra por medio de uniones transitorias de empresas (“UTE”) y consorcios de petróleo y gas en 14 áreas en Argentina: 11 áreas de producción de petróleo y gas, y 3 áreas de exploración, excluyendo Río Limay Este, Borde del Limay y Los Vértices que se encuentran en proceso de abandono. Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía, directa o indirectamente, es el operador de 5 de las 14 áreas donde participa.

El siguiente cuadro resume las áreas de Pampa:

María Agustina Montes
Delegada

Área	Producción promedio diaria 2023			% Gas	Cuenca	Participación	Operador	Año expiración de licencia
	Crudo kbbl	Gas dam ³	Total kboe					
1 El Mangrullo	0,1	6.061	35,7	100%	Neuquina	100,00%	Pampa	2053
2 Sierra Chata	0,1	2.250	13,3	100%	Neuquina	45,55%	Pampa	2053
3 Río Neuquén	0,8	1.557	10,0	92%	Neuquina	31,42% ¹ 33,07% ²	YPF	2027 2051
4 Rincón del Mangrullo ³	0,0	247	1,5	98%	Neuquina	50,00%	YPF	2052
5 Río Limay Este (ex Senillosa)	-	-	-	na	Neuquina	85,00%	Pampa	2040
6 Rincón de Aranda ⁴	-	-	-	na	Neuquina	100,00%	Pampa	2058
7 Veta Escondida	-	-	-	na	Neuquina	55,00%	Pampa	2027
8 Gobernador Ayala	1,1	-	1,1	0%	Neuquina	22,51%	Pluspetrol	2036
9 Aguara güe	0,1	121	0,8	84%	Noroeste	15,00%	Tecpetrol	2037
10 Los Blancos	0,6	-	0,6	0%	Noroeste	50,00%	High Luck Group	2045
11 La Tapera - Puesto Quiroga	0,1	-	0,1	0%	Golfo San Jorge	35,67%	Tecpetrol	2027
12 El Tordillo	1,9	55	2,3	14%	Golfo San Jorge	35,67%	Tecpetrol	2027
Total áreas productivas	4,8	10.291	65,4	93%				
1 Parva Negra Este	-	5	0,0	100%	Neuquina	42,50%	Pampa	2025
2 Las Tacanas Norte	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	Neuquina	90,00%	Pampa	2027
3 Río Atuel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	Neuquina	33,33%	Petrolera El Trébol	2023
4 Borde del Limay ⁵	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	Neuquina	85,00%	Pampa	2015
5 Los Vértices ⁵	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	Neuquina	85,00%	Pampa	2015
Total áreas exploratorias	-	5	0,0	100%				
Total producción en Argentina	4,8	10.296	65,4	93%				

Superficie

Al 31 de diciembre de 2023, la superficie total de producción y exploración, bruta y neta, era la siguiente:

Superficie (*)			
Producción (1)		Exploración(2)	
Bruta(4)	Neta (3)	Bruta(4)	Neta (3)
(en miles de acres)			
1.351	446	188	98

(1) Incluye todas las áreas en las que la Compañía produce cantidades comercializables de petróleo y gas o áreas en etapa de desarrollo. (2) Incluye todas las áreas en las que la Compañía está autorizada para desarrollar actividades de exploración, pero en las que no se producen cantidades comercializables de petróleo y gas, además de aquellas áreas que no se encuentran en etapa de desarrollo. (3) Representa la titularidad fraccional del derecho de explotación de la Compañía en la superficie bruta. (4) No incluye Borde del Limay, Los Vértices y Río Limay Este que se encuentran en proceso de abandono. (*) En las áreas de Estación Fernández Oro y Anticlinal Campamento es considerada la superficie del radio de drenaje de los pozos perforados.

Pozos Productivos

Al 31 de diciembre de 2023, el total de pozos productivos, brutos y netos era el siguiente. La tabla incluye el total bruto y neto de nuestros pozos productivos, operaciones conjuntas y asociadas:

Petróleo		Gas		Total (3)	
Bruto (1)	Neto (2)	Bruto (1)	Neto (2)	Bruto (1)	Neto (2)
394	124	419	225	813	349

(1) Se refiere al número de pozos completados.



María Agustina Montes
Delegada

(2) Se refiere a la participación operativa de la propiedad fraccional en los pozos brutos.(3) Incluye pozos productivos de petróleo y gas.

Actividades de Perforación

En 2023, la Compañía lleva a cabo planes de inversión alineados con nuestras metas de reemplazo y producción de reservas, a los fines de lograr un crecimiento sostenible.

El siguiente cuadro detalla la cantidad total de pozos perforados por la Compañía en Argentina y los resultados de los períodos relevantes. A los efectos del siguiente cuadro, un pozo en desarrollo es un pozo que justifica la instalación de equipos permanentes para la producción de petróleo y gas. Se considera que un pozo está seco si se concluye que no puede entrar en producción comercial. El rubro "pozos perforados, bruto" del siguiente cuadro hace referencia a la cantidad de pozos concluidos en cada año fiscal, sin importar la fecha de perforación inicial, mientras que el rubro "pozos perforados, neto" se refiere a la fracción de derechos de explotación que ostenta la Compañía en los pozos perforados. Este cuadro incluye pozos perforados por la Compañía, operaciones conjuntas y asociadas:

	2023	2022	2021
Pozos brutos perforados			
Producción			
<i>Pozos de desarrollo</i>			
Petróleo	9	31	34
Gas	35	35	31
TOTAL	44	66	65
Exploración			
<i>Pozos de exploración</i>			
Petróleo	-	3	-
Gas	-	1	1
TOTAL	0	4	1
Pozos netos perforados			
Producción			
<i>Pozos de desarrollo</i>			
Petróleo	3	9	9
Gas	24	26	20
TOTAL	27	34	29
Exploración			
<i>Pozos de exploración</i>			
Petróleo	-	1	-
Gas	-	0	0
TOTAL	0	1	0

Nota: las sumas pueden no coincidir por redondeo.

Durante el 2023, nuestra actividad se enfocó en el cumplimiento de los compromisos asumidos bajo el Plan Gas.Ar. La actividad de perforación se concentró en la Cuenca Neuquina, principalmente en las áreas de El Mangrullo donde fueron perforados 14 pozos y en Río Neuquén donde fueron perforados 12 pozos. Asimismo, en el área de Sierra Chata fueron perforados 9 pozos en desarrollo junto con una exitosa exploración de pozos de *shale* gas. En el caso del petróleo, en el área El Tordillo fueron perforados 9 pozos.

Producción

El siguiente cuadro detalla la producción de petróleo y gas de la Compañía al 31 de diciembre de 2023. Las cifras de producción representan el derecho de explotación de la Compañía en la producción (y, por lo tanto, son cifras netas para la Compañía). Por otra parte, el cuadro incluye el derecho de explotación de la Compañía en cada yacimiento, operador



María Agustina Montes
Delegada

y fecha de vencimiento de las concesiones, en cada caso, al 31 de diciembre de 2023. Si bien es posible que algunas de estas concesiones sean prorrogadas al operar sus respectivos vencimientos, las fechas de vencimiento que se detallan no incluyen prórrogas que no hubiesen sido otorgadas a la fecha de este Prospecto.

Áreas	Provincia	Cuenca	Producción 2023			Operador	Participación	Expiración
			Petróleo ⁽¹⁾	Gas ⁽²⁾	Equivalente en Petróleo ⁽³⁾			
El Mangrullo	Neuquén	NQN	24	78.126	13.045	Pampa	100,00%	2053
Sierra Chata	Neuquén	NQN	21	29.002	4.855	Pampa	45,55%	2053
Río Neuquén	Neuquén/Río Negro	NQN	297	20.070	3.642	YPF	33,07% ⁽⁴⁾ /31,42% ⁽⁵⁾	2027/2051
Rincón del Mangrullo	Neuquén	NQN	10	3.189	541	YPF	50,00%	2052
Río Limay Este (Ex Senillosa) ⁽⁷⁾	Neuquén	NQN	-	-	-	Pampa	85,00%	2040
Aguaragüe	Salta	NOA	49	1.556	308	Tecpetrol	15,00%	2037
El Tordillo	Chubut	CGSJ	710	704	827	Tecpetrol	35,67%	2027
La Tapera – Puesto Quiroga	Chubut	CGSJ	20	-	20	Tecpetrol	35,67%	2027
Gobernador Ayala	Neuquén	NQN	414	-	414	Pluspetrol	22,51%	2036
Rincón de Aranda	Neuquén	NQN	0	-	0	Pampa	100,00%	2058
Veta Escondida	Neuquén	NQN	0	-	0	Pampa	55,00%	2027
Los Blancos	Salta	NOA	216	-	216	High Luck	50,00%	2045
Total			1.762	132.649	23.870			

En miles de boe. (2) La producción de gas representa únicamente la producción comercializable de gas natural excluyendo el gas quemado, el gas inyectado y el gas consumido en operaciones. En millones de pies cúbicos. (3) En miles de boe. El gas se convierte a equivalente de petróleo utilizando un factor de 6,000 pies cúbicos de gas por barril de equivalente de petróleo. (4) Provincia del Neuquén. (5) Provincia de Río Negro. (6) No incluye la formación Vaca Muerta. (7) En proceso de abandono.

La siguiente tabla demuestra la producción de petróleo y gas en Argentina para las operaciones continuas para los períodos indicados:

ÁREAS	Al 31 de diciembre de					
	2023		2022		2021	
	PETRÓLEO ⁽¹⁾	GAS ⁽²⁾	PETRÓLEO ¹	GAS ⁽²⁾	PETRÓLEO ⁽¹⁾	GAS ⁽²⁾
Argentina						
Río Neuquén ⁽³⁾	297	20.071	268	19.276	208	15.704
El Mangrullo ⁽³⁾	25	78.128	21	91.659	20	71.347
Rincón del Mangrullo ⁽³⁾	21	29.004	14	4.425	20	6.744
Otras áreas	1.420	5.449	1,644	11.059	1.467	9.308
TOTAL	1.762	132.652	1.948	126.419	1.715	103.104

(1) Cifras en miles de barriles. (2) La producción de gas representa sólo la producción comercial de gas natural, con exclusión de gas quemado, el gas inyectado y gas que se consume en las operaciones. Cifras en millones de pies cúbicos. (3) Las áreas de Río Neuquén, Rincón del Mangrullo y El Mangrullo se incluyen por separado, ya que contiene más del 15% de las reservas probadas totales de Pampa Energía.

Producción de Petróleo y Gas en Argentina

La Compañía transporta su producción de hidrocarburos de diversas formas, dependiendo de la infraestructura disponible y la eficiencia en términos de costos del sistema de transporte en un determinado lugar. La Compañía utiliza el sistema de oleoductos y tanques de petróleo para transportar petróleo a sus clientes. Habitualmente, el petróleo se comercializa a través de contratos en virtud de los cuales los productores son responsables de transportar el petróleo producido desde el yacimiento hasta el puerto de embarque, siendo todos los costos y riesgos asociados al transporte asumidos por dichos productores. Por su parte, el gas se comercializa en el punto de entrega del sistema de gasoductos



María Agustina Montes
Delegada

cercano al yacimiento y, por ende, el cliente asume todos los respectivos riesgos y costos asociados al transporte. En Argentina, el transporte de hidrocarburos se desenvuelve en un entorno "abierto" y no discriminatorio, en el marco del cual los productores tienen igualdad de acceso a la infraestructura de transporte. La Compañía mantiene una limitada capacidad de almacenamiento en cada yacimiento petrolífero y en las terminales desde las que se despacha petróleo. En el pasado, dicha capacidad resultó suficiente para almacenar petróleo sin reducir la producción durante la falta de disponibilidad temporaria de los sistemas de oleoductos, debido, por ejemplo, a necesidades de mantenimiento o emergencias temporarias.

Durante 2023, la producción diaria promedio del segmento registró 4.827 miles de barriles de petróleo crudo y la producción diaria promedio de gas alcanzó 364 millones de pies cúbicos de gas natural. La producción de petróleo disminuyó un 10 % y la producción de gas aumentó un 5% en comparación con el promedio de 2022.

OldelVal

Pampa mantiene una participación directa de 2,1% en OldelVal. El mismo lleva a cabo tareas de explotación de oleoductos troncales de acceso a Allen, en el área del Comahue, y el oleoducto Allen – Puerto Rosales, que posibilitan la evacuación del petróleo producido en la Cuenca Neuquina hasta Puerto Rosales (puerto de la Ciudad de Bahía Blanca), abasteciendo a la destilería Plaza Huincul, que se encuentran en la zona de influencia de su trayecto.

Durante 2023, el volumen total transportado fue de 55.021 m³ por día, equivalente a 126,3 millones de bbl, mostrando un aumento del 15,6% en comparación al 2022. El transporte de petróleo desde Allen a Puerto Rosales alcanzó un promedio de 44.146 m³, mientras que el dirigido a las refinerías ubicadas en las provincias de Neuquén y Mendoza totalizó 2.898 m³ y 7.978 m³ por día promedio, respectivamente. Cabe mencionar que la capacidad de transporte del tramo, al cierre de 2023, era de 34.560 m³ por día sin agentes reductores de fricción, y 48.000 m³ por día con estos agentes.

Posteriormente, con fecha 9 de julio de 2023 se iniciaron las operaciones el tramo Tratayén – Salliqueló del gasoducto Néstor Kirchner que atraviesa las provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Buenos Aires, con una extensión de 573 km y una capacidad inicial para transportar 11 millones de m³/día de gas producido en el yacimiento Vaca Muerta.

Para los meses de mayo y junio de 2023 se le asignó a la Sociedad un volumen de exportación de gas natural de 872.727 m³/d y de 857.449 m³/d para los meses de julio, agosto y septiembre de 2023. Respecto al precio mínimo que deberán cumplir los permisos de exportación, para ambos períodos se mantendrá en US\$ 7,73/MMBTU. Por otra parte, se le asignó a la Sociedad un volumen de exportación de 1.452.878 m³/d para el estacional de verano. El precio mínimo surgirá del cálculo del promedio simple de las cotizaciones del crudo Brent de los primeros quince días del mes anterior al de la entrega, multiplicado por el 7%.

Ante el crecimiento de la producción de la Cuenca Neuquina, OldelVal implementó el proyecto de ampliación Duplicar, el cual consiste en el tendido de 525 km de caños a lo largo de tres provincias: Río Negro, La Pampa y Buenos Aires, además de una nueva estación terminal en Puerto Rosales. La inversión estimada para este proyecto es de US\$1.184 millones, con una ejecución de 28 meses. La financiación proviene del mercado de capitales local, y por los desembolsos realizados por los cargadores, los cuales surgen de los contratos que Oldelval firmó con los productores bajo la modalidad *Ship or Pay*, por la nueva capacidad disponible desde diciembre de 2022.

Finalmente, el 1 de octubre de 2023 se habilitó operativamente la primera ampliación del Proyecto Duplicar, iniciándose la asignación de capacidad en firme a los productores que contrataron capacidad de transporte adicional por 12.000 m³ por día.

Producción fuera de Argentina

Venezuela

María Agustina Montes
Delegada

El 6 de mayo de 2022, Pampa cedió a Integra Petróleo y Gas S.A. la totalidad de los derechos y obligaciones por su participación directa e indirecta en el capital de ciertas sociedades mixtas en Venezuela, por medio de las cuales tiene participación en las siguientes áreas hidrocarburíferas: Oritupano Leona (22%), La Concepción (36%), Acema y Mata (34,49% cada una).

En retribución, Integra Petróleo y Gas S.A. abonará a Pampa el 50% de cualquier compensación que obtenga, ya sea monetario o en especie, relacionado con dichas sociedades mixtas y áreas. Esta transacción se encuentra sujeta a la aprobación de cambio de control del Ministro del Poder Popular de Petróleo de la República Bolivariana de Venezuela.

Ecuador

Inversión en Oleoductos de Crudos Pesados (OCP) – Ecuador

La Compañía tiene una participación accionaria directa e indirecta del 63,74% en Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador S.A. (en adelante "OCP S.A." subsidiaria de OCP Ltd), un oleoducto en Ecuador que cuenta con una capacidad de transporte de 450.000 barriles por día.

El 16 de enero de 2020, OCP recibió una notificación de arbitraje de Oxy Oleoducto SOP LLC (Oxy), solicitando cierta reparación. Dicha notificación fue respondida por OCP S.A. el día 9 de marzo de 2020, rechazando las reclamaciones y presentando una contrademanda. Con fecha del 24 de noviembre de 2020, se firmó entre Oxy y OCP, un acuerdo en el cual dieron por terminado, a través de un desistimiento conjunto, el 1 de diciembre de 2020 el proceso arbitral que mantenían ante el Centro Internacional para la Resolución de Disputas con respecto al Contrato de Transporte denominado ISTA.

El día 8 de abril de 2020 ocurrió un evento de fuerza mayor, consistente en el hundimiento y deslizamiento de tierra en el sector de San Rafael, en el límite de las provincias de Sucumbíos y Napo, Ecuador, que ocasionó la ruptura, el día 8 de abril de 2020, del Oleoducto de Crudos Pesados en el KP 93+469. Este evento afectó también el Sistema del Oleoducto Transecuatoriano SOTE y el Poliducto Shushufindi-Quito. Con fecha 7 de mayo de 2020 OCP S.A. reinició operaciones y reanudó la prestación del servicio de transporte de crudo luego de finalizar la construcción de una variante que permitió el restablecimiento del sistema de bombeo de crudo.

Adicionalmente, el 4 de junio de 2020, se celebró el acuerdo de aplicación del convenio específico de apoyo mutuo entre Petroecuador y OCP, en el cual se estableció que los costos incurridos para mitigar y remediar los efectos sociales y ambientales, derivados del evento de fuerza mayor, serán reembolsados por la otra parte en proporción a los volúmenes de hidrocarburos derramados. A tal efecto, la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables determinó para OCP un porcentaje del 43%.

Con fecha 12 de agosto de 2021, la Sociedad, a través de su subsidiaria Pampa Energía Bolivia S.A. ("PEB"), suscribió un acuerdo con Occidental International Exploration and Production Company para la adquisición de la totalidad de las acciones de Occidental del Ecuador Inc. (actualmente, Pampa Ecuador Inc.) por US\$ 5 millones. Pampa Ecuador Inc. posee 14,15 % de participación en OCP Ltd. El cierre de dicha transacción implicó el reconocimiento de ganancias de US\$ 17,2 millones.

Por otro lado, al 12 de agosto de 2021, PEB registró una reversión de deterioro de US\$ 1,6 millones, respectivamente, sobre la participación en OCP, previa a la adquisición mencionada, en relación con la estimación del valor presente de los flujos de fondos futuros que se esperaba obtener a través del cobro de dividendos considerando el plazo de la concesión y una tasa de descuento del 15,09%.

Con fecha 30 de noviembre de 2023, la Sociedad, a través de su subsidiaria PEB, suscribió un acuerdo con Perenco S.A. y Burlington Resources Oriente Limited para la adquisición de las acciones de Ecuador Pipeline Holdings Limited ("EPHL"), sociedad que posee una tenencia representativa del 4,02% de las acciones emitidas y en circulación de OCP Ltd.

María Agustina Montes
Delegada

Adicionalmente, el 24 de enero de 2024, Pampa, también a través de su subsidiaria PEB, firmó un acuerdo con Repsol OCP de Ecuador S.A. para la adquisición de las acciones que representan el 29,66% de participación accionaria en OCP Ltd., por un monto de US\$ 15 millones. En consecuencia, la participación total en OCP, a partir de enero de 2024, es del 63,74%.

La terminación del contrato de concesión del oleoducto estaba programada para el 20 de enero de 2024, considerando la extensión del plazo debido a la suspensión de las obligaciones contractuales derivadas de eventos de fuerza mayor. En esa fecha, OCP Ltd. debía transferir y entregar al Estado ecuatoriano todas las acciones de OCP S.A. sin costo alguno, así como los títulos y derechos sobre los activos del oleoducto. Con este fin, se creó un Comité de Terminación durante 2023, de acuerdo con el Acuerdo de Autorización firmado en 2001. Finalmente, en enero de 2024, se firmó un nuevo acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas de Ecuador, extendiendo el plazo de operación del oleoducto por parte de la Sociedad hasta el 31 de julio de 2024.

Valor recuperable de la inversión

El proceso erosivo en el cauce del Río Quijos en el sector de San Rafael, en el límite de las provincias de Sucumbíos y Napo, Ecuador, ocasionó dos eventos de fuerza mayor consistentes en la ruptura de distintos tramos del oleoducto y la consecuente suspensión temporal de la operación del bombeo de crudo en 2020 y 2021.

Adicionalmente, el 28 de enero de 2022, ocurrió un nuevo evento de fuerza mayor, debido al desprendimiento de piedras que causó la ruptura del oleoducto en el KP96+526. OCP inició la reparación de la tubería afectada y las labores de limpieza y remediación. Con fecha 7 de febrero de 2022 se reanudó el servicio de transporte de crudo.

PEB ha efectuado las pruebas de valor recuperable de su inversión en OCP al 31 de diciembre de 2021, considerando el valor presente de los flujos de fondos futuros que espera obtener a través del cobro de dividendos durante el plazo de la concesión, la extensión del plazo por el lapso de las suspensiones de las obligaciones contractuales por los eventos de fuerza mayor mencionados y una tasa de descuento del 17,12%. PEB no ha registrado pérdidas por deterioro como resultado de la evaluación de recuperabilidad efectuada al 31 de diciembre de 2021 y al 31 de diciembre de 2022 no identificó indicios adicionales que pudieran impactar en las premisas consideradas en la evaluación mencionada.

Cabe destacar que el 22 de febrero de 2023, con posterioridad al cierre del ejercicio, ocurrió un evento de fuerza mayor debido a la caída del puente sobre el río Marker, ubicado en el cantón El Chaco, Provincia de Napo. Con la finalidad de garantizar la continuidad de las operaciones y evitar un incidente ambiental, OCPSA detuvo el bombeo de crudo y dispuso el completo drenaje de la tubería en el KP96+075. Adicionalmente, OCPSA notificó la ocurrencia de dicho evento al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. Con fecha 2 de marzo de 2023 OCP SA reanudó el servicio de transporte de crudo.

Varias organizaciones y personas naturales plantearon contra OCP, así como contra el Ministerio de Energía, Ministerio de Ambiente y Agua, Petroecuador y Ministerio de Salud, una acción de protección constitucional alegando vulneración de varios derechos constitucionales, en relación con el evento de fuerza mayor consistente en el hundimiento y deslizamiento de tierra en el cauce del Río Quijos, que ocasionó la ruptura del oleoducto en el KP 93+469 en el año 2020. La acción de protección fue negada en primera y segunda instancia por la Corte Provincial de Justicia de Orellana. A la fecha de emisión del presente prospecto, los accionantes presentaron una acción de protección constitucional, la cual se encuentra admitida a trámite por la Corte Constitucional.

La Administración de OCP en conjunto con sus asesores legales han calificado como remoto un fallo desfavorable, por tanto, no se ha reconocido ninguna provisión para este asunto.

Exploración

María Agustina Montes
Delegada

La estrategia de la Compañía apunta a buscar constantemente nuevas oportunidades de exploración en consonancia con sus metas de crecimiento. En Argentina, la Compañía posee una superficie considerable que contiene yacimientos no desarrollados de fuentes de energías no convencionales, lo que incluye tight gas y shale gas en la Cuenca Neuquina.

El siguiente cuadro detalla los bloques de exploración, operaciones conjuntas y licencias de la Compañía en Argentina al 31 de diciembre de 2023, la ubicación y la cuenca correspondiente a cada área, el derecho de explotación neto de la Compañía y la fecha de vencimiento del permiso de exploración:

Argentina			Producción Promedio Diaria 2023					
Áreas de Exploración	Ubicación	Cuenca	Petróleo ⁽¹⁾	Gas ⁽²⁾	Equivalente del Petróleo ⁽³⁾	Operador	Participación	Vencimiento
Parva Negra Este	Neuquén	Neuquina	-	59	9,8	Pampa Energía	85,00%	2025
Río Atuel	Mendoza	Neuquina	-	-	-	Petrolera El Trébol	33,33%	2023
Las Tacanas Norte	Neuquén	Neuquina	-	-	-	Pampa Energía	90,00%	2027
Borde del Limay(4)	Neuquén	Neuquina	-	-	-	Pampa Energía	85,00%	2015 ⁽⁵⁾
Los Vértices(4)	Neuquén	Neuquina	-	-	-	Pampa Energía	85,00%	2015 ⁽⁵⁾
Total de Áreas Exploradas				0	50	9,8		
Total de Producción				1,762	132,652	23,970		

(1) En miles de barriles día. (2) La producción de gas representa únicamente la producción de gas natural comerciable, excluye gas quemado, gas inyectado y el gas consumido en las operaciones. En millones de pies cúbicos día. (3) En miles de barriles de equivalente de petróleo día. El gas se convierte en equivalente de petróleo utilizando un factor de 6.000 pies cúbicos de gas por barril de equivalente de petróleo día. (4) En proceso de abandono.

Al 31 de diciembre de 2023 la Compañía tenía derechos en una superficie bruta de exploración de aproximadamente 188.000 acres en Argentina.



María Agustina Montes
Delegada

Compromisos de entrega

En el marco de la licitación del Plan Gas.Ar, la Compañía se comprometió a producir al menos 7,0 millones de metros cúbicos por día de producción base, de los cuales el 70% son a un precio de Plan Gas.Ar de US\$3,6 por millón de BTU, más 1,8 millón de metros cúbicos por día de producción adicional durante el período invernal a un precio de Plan Gas.Ar de US\$4,7 millones por millón de BTU.

Adicionalmente, en el marco de la licitación de la tercera ronda del Plan Gas.Ar, en octubre de 2021 Pampa fue adjudicada 2,0 millones de metros cúbicos por día de producción base adicionales a un precio de US\$3,3 por millón de BTU por el período de mayo 2022 a diciembre 2024. Todos los contratos adjudicados a Pampa suman en total un compromiso de entrega de 9 millones de metros cúbicos por día todos el año y 2 millones adicionales durante el periodo invernal. El volumen comprometido restante, se destinará a las licitaciones mensuales, exportaciones, industrias y mercado spot de CAMMESA.

En noviembre de 2022, el Gobierno argentino lanzó la cuarta ronda del Plan Gas.Ar. Esta ronda extendió las primeras y terceras rondas de 2025 a 2028. También estableció condiciones de licitación para la demanda de gas natural relacionada con el nuevo gasoducto denominado "Presidente Néstor Kirchner". Pampa extendió con éxito sus compromisos de gas natural para la primera y tercera ronda con el mismo precio y se le otorgaron 4.8 millones de m³/día adicionales a un precio de US\$ 3,485 por millón de BTU desde el inicio operativo del nuevo gasoducto hasta diciembre de 2028.

El llenado del gasoducto Néstor Kirchner estaba estipulado para comenzar en julio de 2023, pero finalmente comenzó en agosto. Pampa terminó contribuyendo con el 44% del gas natural requerido para llenar el gasoducto.

Además, en septiembre de 2023, el gobierno lanzó la quinta ronda del Plan Gas.Ar, en la cual Pampa fue adjudicada. Esta ronda involucró volúmenes incrementales de Aguarague, en la Cuenca Noroeste, desde octubre de 2023 hasta diciembre de 2028.

Una vez que se cumplan los compromisos del Plan Gas.Ar, el gas natural restante se asignará a industrias, exportaciones, licitaciones mensuales de CAMMESA y el mercado spot.

Reservas

Al 31 de diciembre de 2023, el 99% de las reservas estimadas de la Compañía fueron evaluadas por Gaffney, Cline & Associates.

Al 31 de diciembre de 2023, las reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas de gas natural e hidrocarburos líquidos de la Compañía ascendían a un total de 199 millones de barriles de equivalente de petróleo (MMBoe) (11,6 MMBoe de hidrocarburos líquidos y 1.124,2 millones de pies cúbicos, o 187,4 MMBoe, de gas natural). Para mayor información sobre variaciones de reservas, véase más abajo "*Evolución de Reservas*".

Los hidrocarburos líquidos y el gas natural representaron el 6% y el 94%, respectivamente, del total de reservas comprobadas de la Compañía al 31 de diciembre de 2023.

Al 31 de diciembre de 2023, las reservas desarrolladas comprobadas de equivalente de petróleo crudo representaron el 65% del total de reservas comprobadas de equivalente de petróleo crudo de la Compañía. Asimismo, la Compañía tenía reservas comprobadas equivalentes a nueve años de producción a volúmenes de 2023. El siguiente cuadro detalla las reservas netas comprobadas estimadas, desarrolladas y no desarrolladas, de petróleo crudo y gas natural por país al 31 de diciembre de 2023:

María Agustina Montes
Delegada

Categoría de Reserva	Reservas al 31 de diciembre de		
	2023		
	Petróleo, condensado y gas natural licuado (millones de barriles)	Gas Natural (millones de pies cúbicos)	Petróleo Equivalente (MMBoe)
Probadas Desarrolladas	7,6	724,8	128,4
Probadas No Desarrolladas	4,0	399,5	70,6
Total reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas)	11,6	1.124,2	199,0

La siguiente tabla muestra el desglose de las reservas probadas totales de hidrocarburos líquidos de la Compañía y gas natural en reservas probadas desarrolladas y probadas no desarrolladas al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

	2023		2022		2021	
	Millones de barriles de petróleo equivalente (1)	% del total de reservas probadas	Millones de barriles de petróleo equivalente	% del total de reservas probadas	Millones de barriles de petróleo equivalente	% del total de reservas probadas
Reservas Probadas Desarrolladas	128,4	64,5	110	61,3%	95,9	61,1%
Reservas Probadas No Desarrolladas	70,6	35,5	69,4	38,7%	61,1	38,9%
Total Reservas Probadas	199,0	100%	179,4	100%	157	100%

Nota: todos los valores están ajustados por redondeo, por lo que el total puede no igualar su suma.

Durante 2023 se perforaron 44 pozos en las áreas de El Mangrullo, Río Neuquén, El Tordillo y Sierra Chata, de los cuales 28 pozos fueron cambiados de reservas probadas no desarrolladas a reservas probadas desarrolladas.

Las reservas estimadas estaban sujetas a evaluación económica para determinar sus límites económicos. Las reservas estimadas en Argentina se registran antes de las regalías, ya que las regalías tienen el mismo impacto que los impuestos sobre la producción y no se pagan en especie, por lo que se consideran costos de operación.

Evolución de Reservas

La tabla que se encuentra debajo muestra las reservas totales comprobadas de petróleo crudo de la Compañía, así como gas líquido y condensado y reservas de gas natural a las fechas allí incluidas. Esta tabla incluye el porcentaje neto de las reservas comprobadas de la Compañía.

	Petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural	Gas natural	Combinadas
	(en miles de barriles)	(en millones de pies cúbicos)	(en MMBoe) ⁽¹⁾
Total reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 31 de diciembre de 2021	12.625	866.541	157
Reservas probadas y desarrolladas al 31 de Diciembre de 2021	7.970	527.870	95,9

Aumento (disminución) originado en:



María Agustina Montes
Delegada

Revisión de estimaciones anteriores	-466	-72.518	-12,6
Mejoras en la recuperación	272	84	0,3
Extensiones y descubrimientos	454	339.021	57
Producción del ejercicio	(1.948)	(122.636)	(22,4)
Total reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 31 de diciembre de 2022	10.937	1.010.492	179,4
Reservas probadas y desarrolladas al 31 de Diciembre de 2022	7.722	613.505	110
Aumento (disminución) originado en:			
Revisión de estimaciones anteriores	(414)	(64.770)	(11,2)
Mejoras en la recuperación	95	28	0,1
Extensiones y descubrimientos	2.211	301.453	52,5
Adquisición de reservas probadas	527	5.381	1,4
Venta de reservas probadas	(7)	(337)	(0,1)
Producción del ejercicio	(1.763)	(128.001)	(23,1)
Total reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas al 31 de Diciembre de 2023	11.586	1.124.245	199
Reservas probadas y desarrolladas al 31 de Diciembre de 2023	7.592	724.775	128,4

Al 31 de diciembre de 2023, las reservas probadas de hidrocarburos líquidos y gas natural fueron de 199,0 MMBoe (11.6 MMBoe de hidrocarburos líquidos y 1.124,2 billones de pies cúbicos, o 187,4 MMBoe, de gas natural), representando un incremento del 11% comparado con las reservas probadas al 31 de diciembre de 2022 (un incremento del 6% y del 11% para hidrocarburos líquidos y gas natural, respectivamente).

Durante 2023, las estimaciones previas de nuestros campos ubicados en Argentina estuvieron sujetas a revisiones que representaron una disminución de 11,2 millones de Boe principalmente atribuible a un rendimiento de producción de gas natural menor de lo esperado, problemas mecánicos y de arena en las áreas de El Mangrullo, Rincón del Mangrullo y Río Neuquén. La extensión y los descubrimientos aumentaron en 52.5 millones de boe a través de actividades de perforación, principalmente en las áreas de Sierra Chata, El Mangrullo, Río Neuquén y otras áreas. Además, un aumento de 1.4 millones de boe se atribuyó a la compra de reservas probadas debido a la nueva concesión no convencional de 35 años en el área de Rincón de Aranda y la extensión de la concesión por 10 años en el área de Aguaragüe, que se encuentran en la cuenca de Neuquén y en la cuenca Noroeste, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2023, el 65% de nuestras reservas probadas estaban desarrolladas, mientras que el 35% estaban sin desarrollar. Las reservas probadas desarrolladas fueron de 128,4 millones de Boe. Durante 2023, la Compañía invirtió US\$ 166,2 millones en perforación, terminaciones e instalaciones, para convertir aproximadamente 18,2 millones de Boe de reservas probadas no desarrolladas, en reservas probadas desarrolladas.



María Agustina Montes
Delegada

Las reservas probadas no desarrolladas fueron de 70,6 millones de Boe, todas las cuales corresponden a pozos ubicados a poca distancia de reservas probadas desarrolladas y campos de gas donde la actividad ha sido programada para mantener los niveles de producción de acuerdo con los contratos y las instalaciones realizadas. La compañía planea poner en producción aproximadamente el 89,1% de estas reservas probadas no desarrolladas a través de actividades que se implementarán durante los próximos 5 años. El resto del 10,9% (7,7 millones de Boe) se desarrollará en períodos superiores a 5 años y se ubican principalmente en campos de gas donde la actividad está programada para mantener los niveles de producción de acuerdo con los contratos y las instalaciones realizadas.

El aumento del 2% (1.2 millones de Boe) en nuestras reservas probadas no desarrolladas en 2023 en comparación con 2022 se debió principalmente a:

- (1) una disminución de 18.2 millones de barriles equivalentes de petróleo (boe) mediante la conversión de reservas probadas no desarrolladas a reservas probadas desarrolladas, principalmente a través de actividades de perforación, completación y trabajos de reparación realizados en nuestras áreas de producción en la cuenca de Neuquén, principalmente en las áreas de El Mangrullo, Río Neuquén y Sierra Chata;
- (2) un aumento de 21.2 millones de boe de reservas probadas no desarrolladas mediante extensiones y descubrimientos, a través de actividades adicionales de perforación, principalmente en las áreas de El Mangrullo, Sierra Chata y Río Neuquén en la cuenca de Neuquén; y
- (3) una disminución de 1.9 millones de boe de reservas probadas no desarrolladas, proveniente de revisiones de estimaciones previas atribuibles principalmente a la reprogramación de pozos probados no desarrollados en las áreas de El Mangrullo, Rincón del Mangrullo y El Tordillo.

Las actividades descritas en los puntos (1), (2) y (3) anteriores resultaron en un aumento neto de 1.2 MMBoe en las reservas probadas no desarrolladas en 2023 de la Compañía en comparación con 2022.

Petroquímica

El segmento de petroquímica está integrado verticalmente con nuestras operaciones de gas. El objetivo es mantener su posición en el mercado de estirénicos y maximizar la cadena de valor de su producción de nuestros activos, que abarca una amplia gama tales como bases octánicas para naftas, benceno, solventes aromáticos, hexano y otros solventes parafínicos hidrogenados, propelente para industria cosmética, estireno monómero, caucho y poliestireno para el mercado local y exterior.

El mercado petroquímico en donde compite Pampa está influenciado por la oferta y demanda a nivel mundial, lo cual tiene un fuerte impacto sobre nuestros resultados. Pampa es la única productora argentina de estireno monómero, poliestireno y elastómeros y el único productor integrado de productos que van del petróleo y el gas natural a los plásticos. Como parte del esfuerzo para integrar sus operaciones, utiliza un volumen importante de benceno de propia producción para obtener estireno y a su vez cantidad sustancial de estireno para la producción de poliestireno y caucho sintético.

La división de petroquímica dispone del complejo petroquímico integrado Puerto General San Martín (PGSM), en la provincia de Santa Fe, con una capacidad de producción anual de 50 kton de gases (GLP que utiliza como materia prima y propelente), 155 kton de aromáticos, 290 kton de gasolina y refinado, 160 kton de estireno, 55 kton de caucho sintético, 180 kton de etilbenceno y 31 kton de etileno. Asimismo, el segmento cuenta con una planta de poliestireno, ubicada en Zárate, provincia de Buenos Aires, con una capacidad de producción de 65 kton. Al 31 de diciembre de 2023, la

María Agustina Montes
Delegada

participación estimada de Pampa en el mercado argentino de estireno, poliestireno y de caucho ascendía a 100%, 96% y 91%, respectivamente.

Cabe mencionar que la exportación de este negocio está sujeta al derecho de exportación que según el Decreto PEN N° 1060/20, es del 4,5% desde 2021 para la mayoría de sus productos (estireno, poliestireno, caucho y tolueno), mientras que otros como naphthas, aromáticos y solventes continúan en un 8%, según lo establecido en el Decreto PEN N° 488/20.



María Agustina Montes
Delegada

El siguiente cuadro presenta los principales indicadores de petroquímica correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2023:

	2022	2023
Datos técnicos		
Ventas (en kton):	421	404
<i>Estireno (incl. propileno)</i>	55	55
<i>Caucho sintético</i>	46	43
<i>Poliestireno</i>	58	56
<i>Otros</i>	262	250
Destino de ventas*		
<i>Argentina</i>	69%	71%
<i>Exterior</i>	31%	29%

División estirénicos

Durante 2023, el volumen de ventas de estireno monómero fue de 47 kton, en línea con el 2022. El volumen de ventas de propileno aumentó en un 12%, alcanzando 9 kton. Por otro lado, las ventas de poliestireno registraron una disminución del 3% vs. 2022, llegando a 56 kton, debido a caídas del 2% en las ventas locales y del 10% en las exportaciones. Finalmente, en 2023, Pampa comercializó un total de 43 kton de caucho, un 6% inferior comparado con 2022, explicado por una reducción del 11% en las exportaciones, principalmente a Brasil, compensado con un incremento del 6% en las ventas locales. Sin embargo, hubo un incremento en las exportaciones con destino a los Estados Unidos y Chile.

División reforming de naftas

En 2023, las ventas de la Reforma disminuyeron un 5% con respecto a 2022, debido a caídas del 18% en el volumen de bases octánicas, 28% en solventes y aromáticos y 13% en propelente. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por un aumento del 29% en las ventas de nafta. Cabe mencionar que en el 2022 se despacharon 16 kton de bases y naftas como fasón, que no se registran como volumen vendido.

Durante noviembre de 2023, se llevó a cabo la parada de planta anual programada, lo que resultó en la imposibilidad de procesar el volumen total de nafta virgen recibido en los últimos meses del año.

Holding y Otros

El segmento de holding y otros está compuesto, entre otras participaciones, por la participación indirecta en TGS, la principal compañía de transporte de gas argentino, con una red de gasoductos de 9.248 kilómetros y una planta de procesamiento de gas en General Cerri, localidad de Bahía Blanca, Provincia de Buenos Aires ("Complejo General Cerri"), con una capacidad de producción de 1 millón de toneladas al año. Además, la Compañía co-controla a Transener, empresa que opera y mantiene la red de transmisión de alta tensión argentina que cubre 22,4 km de líneas. A su vez, Transba tiene la concesión de 6.982 km de líneas de transmisión y 108 estaciones transformadoras. Transener transporta el 86% de la electricidad en Argentina.

TGS

TGS es la transportadora de gas más importante del país, operando el sistema de gasoductos más extenso de América Latina. A su vez, es líder en producción y comercialización de Líquidos de Gas Natural ("LGN") tanto para el mercado local como para el de exportación, realizando esta actividad desde el Complejo General Cerri, ubicado en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. Asimismo, brinda soluciones integrales en materia de gas natural, y desde 1998 TGS incursionó en el área de las telecomunicaciones, a través de su sociedad controlada Telcosur. A la fecha del presente Prospecto, Pampa mantiene una participación directa e indirecta del 26,5% en TGS.



María Agustina Montes
Delegada

Descripción de Segmentos de Negocios de TGS

Segmento Regulado: Transporte de Gas

Los ingresos generados por este segmento provienen principalmente de contratos de transporte de gas natural en firme, en los cuales la capacidad del gasoducto se reserva y se paga independientemente del uso efectivo del mismo. TGS ofrece servicios interrumpibles que permiten el transporte de gas sujeto a la capacidad disponible del gasoducto. Asimismo, TGS presta el servicio de operación y mantenimiento de los activos afectados al servicio de transporte de gas natural en las ampliaciones impulsadas por el Gobierno Nacional, cuya propiedad recae en fideicomisos constituidos a tales efectos. Por este servicio, TGS recibe el CAU, fijado por el ENARGAS.

En términos homogéneos al 31 de diciembre de 2023, los ingresos anuales generados por este segmento ascendieron a AR\$99.052 millones en 2023, representando el 22% de los ingresos totales de TGS. Dichos ingresos observan una caída del 22% con respecto a 2022, explicado por el atraso en la actualización de las tarifas en comparación con la inflación, lo que produce un significativo impacto negativo en el segmento. Cabe recordar que el 81% de los ingresos por ventas del 2023 de este segmento provienen de contratos de transporte en condición firme (vs. 84% en 2022). Al 31 de diciembre de 2023, la capacidad total contratada con modalidad firme fue de 83,1 millones de m³/día, con un promedio de vida ponderado de aproximadamente 10,5 años. La inyección promedio diaria de gas natural en el sistema operado por TGS durante 2023 ascendió a 73,4 millones de m³/día, un +2% vs. 2022. La inyección indicada incluye aportes de las Cuencas Austral, Golfo San Jorge y Neuquina, y el gas ingresado al GPNK en Salliqueló.

En 2023 se firmaron 184 nuevos contratos, 67 de servicios de transporte interrumpible y 117 de servicios de intercambio y desplazamiento.

Segmento no Regulado: Producción y Comercialización de Líquidos de gas natural

A diferencia del transporte de gas, la producción y comercialización de líquidos no está sujeta a regulación por parte del ENARGAS. En 2023 los ingresos asociados a este segmento de TGS ascendieron a AR\$265.413 millones, 18% inferior en términos reales a los registrados en 2022. La disminución se debe principalmente a la caída de los precios internacionales de referencia y a la variación negativa del tipo de cambio real. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una mejora en el precio del etano.

Las actividades de producción y comercialización de líquidos se desarrollan en el Complejo Cerri, ubicado en las cercanías de la ciudad de Bahía Blanca y abastecido por todos los gasoductos principales de TGS. En dicho complejo se recuperan etano, propano, butano y gasolina natural. La venta de dichos líquidos por parte de TGS se realiza en los mercados local y externo. Las ventas de propano y butano al mercado local se efectúan a compañías fraccionadoras. Las ventas de estos productos y de la gasolina natural al mercado externo se efectúan a precios de referencia internacional. Por su parte, la comercialización de etano se efectúa a Polisur a precios acordados entre las partes.

En 2023 el volumen vendido total alcanzó 1.129.186 ton, similar al 2022, siendo el 32% exportado. Del total destinado al mercado local, 80% fue efectuado a precios denominados en US\$ o con cláusula de ajuste en base al US\$.

En cuanto al mercado externo, rige un impuesto a la exportación de líquidos, que durante el 2023 se mantuvo en una alícuota del 8% (DNU N° 488/20). Además de las exportaciones por vía marítima, TGS comercializa vía terrestre a países limítrofes. Aunque son volúmenes inferiores a los de vía marítima, permiten a TGS capitalizar un mayor margen operativo. Tanto en 2023 como en 2022, las entregas de propano y butano al mercado externo se operaron en el mercado *spot*, captando oportunidades asociadas a diferentes nichos de mercado, lo que permitió incrementar en forma considerable los premios fijos. En cuanto a la gasolina natural, en 2023 y 2022 se comercializó solo a través de contratos.

En cuanto al mercado interno, durante 2023 TGS continuó participando en Plan Hogar y Acuerdo de Propano para Redes, cuyos precios están regulados. La participación en los mismos obliga a TGS a comercializar a precios sensiblemente

María Agustina Montes
Delegada

inferiores a los de mercado. Asimismo, la participación en dichos programas implica que el Estado Nacional deba reintegrar a TGS una compensación económica denominada en AR\$, actualmente con demoras en su cobro. Por fuera de dichos programas, TGS vendió 158.794 ton de propano y 1.290 ton de butano, principalmente volcados al mercado de fraccionados, y en menor medida al mercado industrial, propelente y automotor.

Además, en 2023 TGS continuó comercializando el etano con Polisor bajo el acuerdo a largo plazo celebrado en septiembre de 2018. Las pautas comerciales fueron reconvenidas en 2020, con mejoras en la cláusula de ToP (de cumplimiento anual), la cual asegura a TGS un incremento en su volumen de venta en forma gradual durante los primeros 5 años de contrato. En 2023 hubo un incremento del volumen de etano vendido a Polisor, ascendiendo a un total de 394.370 ton (vs. 329.232 ton en 2022).

Durante el 2023 se continuó comercializando GLP mediante la modalidad terrestre, despachándose 379.544 ton de producto propio, mientras que en el 2022 fueron 390.914 ton. Ante la imposibilidad de utilizar su propio muelle, en mayo de 2021 se celebró con Compañía Mega S.A. un contrato para la prestación del servicio de despacho del GLP para la carga de buques tanque, con vigencia hasta diciembre de 2023.

En cuanto al gas arribado al Complejo Cerri para su procesamiento, se registró un leve incremento explicado por mayores cantidades provenientes de la Cuenca Neuquina, compensado por la merma del gas arribado de la Cuenca Austral. En línea con lo anteriormente mencionado, los precios del gas natural denominados en US\$ sufrieron una disminución del 7% vs. 2022.

Segmento no Regulado de TGS: Midstream

El segmento otros servicios no está sujeto a la regulación por parte del ENARGAS. TGS presta servicios denominados de midstream, los cuales consisten principalmente en el tratamiento, separación de impurezas y compresión de gas, pudiendo abarcar también la captación y el transporte de gas en yacimientos, servicios de construcción, inspección y mantenimiento de plantas compresoras y gasoductos, y servicios de generación de vapor para la producción de electricidad. Asimismo, este segmento incluye los ingresos generados por los servicios de telecomunicaciones prestados a través de la subsidiaria Telcosur.

En 2023, este segmento representó el 20% de los ingresos totales de TGS y aumentaron 44% en términos reales vs. 2022, principalmente debido a los servicios de transporte y acondicionamiento de gas natural en Vaca Muerta. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el impacto de la re-expresión de los ingresos ajustados por inflación al cierre de 2023, cuya evolución fue superior a la devaluación de AR\$.

La infraestructura para los servicios de *midstream* se apoyan en el gasoducto colector en la formación Vaca Muerta, con capacidad de transporte de 60 millones de m³ por día, y una planta de tratamiento en Tratayén. En agosto de 2023, TGS concluyó las obras de la extensión de 32 km en el tramo norte del gasoducto colector, atravesando los bloques Los Toldos I Sur – El Trapial, la cual demandó una inversión aproximada de US\$60 millones. Así, el gasoducto colector alcanza, al cierre de 2023, una extensión total de 182 km. Durante el primer semestre de 2023, TGS completó las obras de instalación de dos plantas modulares de acondicionamiento de gas, mediante la tecnología Joule Thomson. Cada planta cuenta con una capacidad de 3,5 millones de m³/día de gas natural, y se incorporó una torre estabilizadora de gasolina en la planta de Tratayén. Con una inversión de US\$22 millones, a la fecha la capacidad de tratamiento de gas natural asciende a 14,8 millones de m³/día.

Además, TGS inició las obras para instalar dos plantas de acondicionamiento de 6,6 millones m³/día de capacidad cada una, que requerirán una inversión total estimada de US\$320 millones. Se espera que estén operativas en el 3T24. Estos proyectos ampliarán la capacidad de servicios en el Sistema Vaca Muerta, mejorando la rentabilidad de la inversión de

María Agustina Montes
Delegada

TGS y garantizando la evacuación de volúmenes de gas de los productores. Estos módulos son convertibles a procesamiento con una baja inversión adicional, escalando el negocio de procesamiento en la Cuenca Neuquina.

Finalmente, con respecto al servicio de telecomunicaciones, durante el 2023, Telcosur concretó nuevos acuerdos que permitieron incrementar la capacidad vendida y afianzar las operaciones de TGS.

Transener

Pampa tiene una participación del 50% en el capital de Citelec, la que a su vez tiene una participación del 52,65% en el capital social de Transener, la compañía de transmisión de energía eléctrica en alta tensión más grande de Argentina. Las acciones ordinarias Clase B de Transener cotizan en la BCBA, y el 47,3% restante del capital de Transener está en manos de accionistas minoritarios y de la Administración Nacional de la Seguridad Social ("ANSES"). El restante 50% del capital de Citelec fue adquirido en partes iguales por Electroingeniería S.A., la que a su vez transfirió su participación a Grupo Eling S.A. y la compañía estatal IEASA.

Transener fue privatizada en julio de 1993, cuando a Citelec se le otorgó la participación controlante del Gobierno Argentino en Transener. En agosto de 1997, la provincia de Buenos Aires privatizó Transba, una sociedad constituida en marzo de 1996 para ostentar la titularidad y operar el sistema de transmisión de electricidad regional de la provincia de Buenos Aires. Transener adquirió el 90% del capital social de Transba el 5 de agosto de 1997.

El 30 de septiembre de 2016, Grupo Eling S.A vendió su participación en Citelec y sus derechos y obligaciones Conformidad con el Acuerdo de Asistencia Técnica para la operación, el mantenimiento y la administración del Sistema de transporte de energía eléctrica de alta tensión, de fecha 9 de noviembre de 1994, fueron transferidos a IEASA, excepto por los montos devengados a Grupo Eling S.A hasta el 30 de septiembre de 2016.

Operaciones de Transener

Transener es la empresa líder en el servicio público de transmisión de energía eléctrica en alta tensión en la Argentina. Es concesionaria de 15.409 km de líneas de transmisión y 60 estaciones transformadoras, operando en forma directa el 86% de las líneas de alta tensión del país. A su vez, su controlada Transba tiene la concesión de 6.982 km de líneas de transmisión y 112 estaciones transformadoras, que conforman el Sistema de Transporte por Distribución Troncal de la provincia de Buenos Aires. El siguiente cuadro resume los principales indicadores técnicos y financieros de Transener:

Principales indicadores de Transener	2022	2023
Datos técnicos		
Líneas de transmisión de Transener (Km)	14.926	15.408
Líneas de transmisión de Transba (Km)	6.771	6.982
Datos financieros, en US\$ millones*		
Ingresos por ventas	178	161
Resultado del ejercicio, atribuible a los propietarios de la sociedad	10	8
Activo	611	435
Pasivo	165	123
Patrimonio neto	446	312

Nota: *Cifras de los EEFF anuales bajo NIIF, en millones de AR\$ ajustado por inflación al 31 de diciembre de 2022 y 2023, y luego reexpresados al TCN de cierre de cada período.

Operación y mantenimiento

María Agustina Montes
Delegada

El sistema de transporte de energía eléctrica en extra alta tensión, operado y mantenido por Transener, se ve sometido año tras año a importantes solicitaciones. El 13 de marzo de 2023 se registró un nuevo récord histórico de 29.105 MW, superando en un 3% el pico máximo del 2022.

A pesar de las altas solicitaciones que ha tenido el sistema, la calidad de servicio durante el 2023 ha sido totalmente aceptable para los valores exigibles a una empresa como Transener, finalizando el año con 0,34 fallas por cada 100 km de línea, compatible con parámetros internacionales aceptados para empresas que operan y mantienen sistemas de transporte de extra alta tensión.

Desarrollo de Negocios

Plan de expansión del sistema de transmisión de energía eléctrica

El 9 de junio de 2023, la SE aprobó el plan de expansión del sistema de transmisión de alta tensión y la readecuación de estaciones transformadoras existentes, con el fin de robustecer el sistema de transporte eléctrico, evitar restricciones a la demanda, optimizar los despachos de generación y garantizar la mayor presencia de fuentes renovables en la matriz energética (Res. SE N° 507/23).

En total, el plan busca aumentar en 4.720 km las líneas de alta tensión del país y 13.770 MVA la capacidad de transformación, con una inversión total estimada en casi US\$5.000 millones. Las obras se ordenaron en 3 niveles de prioridad, siendo la zona más crítica la del AMBA, junto con el corredor Charlone-Plomer y el refuerzo al corredor patagónico Puerto Madryn – Choele Choel – Bahía Blanca. La primera etapa busca aportar 2.200 MW de generación renovable. En segundo lugar, se ubican las líneas Rodeo-Chaparro-La Rioja, Río Diamante-Charlone y el segundo corredor patagónico desde la provincia de Santa Cruz, además de la adición de capacidad de transformación en la zona noreste del país. La última etapa del plan adicionaría más líneas en el centro y norte del país, así como también estaciones transformadoras.

Servicios de Ingeniería – obras y mantenimiento

Transener centra sus esfuerzos en proyectos que aprovechan sus ventajas competitivas, priorizando intervenciones en sistemas de 500 kV y 132 kV. Durante 2023, se avanzó en proyectos de energías renovables, concentrándose en servicios adicionales como la instalación de sistemas de monitoreo de producción y demanda. Además, se brindó asesoramiento en ingeniería para estaciones transformadoras en nuevos parques eólicos.

Asimismo, Transener desde sus inicios se ha comprometido con la operación, mantenimiento y ofrecimiento de servicios especializados en transmisión de energía eléctrica a clientes privados, ya sean para uso exclusivo o vinculadas al servicio público, como transportistas independientes. Entre las labores se encuentran el reemplazo de transformadores y *bushings*, análisis de aceite, diagnósticos especializados, reparación de fibra óptica, mediciones de campos eléctricos y magnéticos, implementación de sistemas automatizados, y mantenimiento tanto de líneas como estaciones transformadoras, entre otros servicios.

Es relevante destacar que, en todos los acuerdos contractuales, Transener ha mantenido una política de remuneración justa y transparente, siendo en su mayoría renovados de manera continua desde su inicio, reflejando así la calidad en el servicio brindado y el alto nivel de satisfacción de sus clientes.

Comunicaciones

En 2023 se continuó prestando servicio de infraestructura a diversas empresas de comunicaciones, servicios que comprenden tanto la cesión de fibras ópticas oscuras sobre el sistema de su propiedad (IV Línea), como el alquiler de espacios en las estaciones de microondas y en sus estructuras de soporte de antenas. La creciente demanda de empresas de comunicación permitió una sensible suba en estos ingresos, tanto por volumen como por los mejores precios

María Agustina Montes
Delegada

obtenidos. Por otra parte, Transener continuó prestando servicios de apoyo de comunicaciones operativas y para transmisión de datos a los agentes del MEM.

Seguros

En sus actividades de generación, la Compañía cuenta con un seguro completo por cada uno de sus activos de generación que incluye un seguro de responsabilidad general y por interrupción de las actividades. Al 31 de diciembre de 2023, los activos de generación cubiertos por estas pólizas están valuados en US\$ 6.456 millones. En el segmento de negocios de petróleo y gas de la Compañía, los activos totales contemplados en la cobertura de esas pólizas están valuados en US\$ 823 millones. En el segmento de negocios de petroquímica de la Compañía, los activos totales contemplados en la cobertura de esas pólizas están valuados en US\$ 417 millones.

Patentes y marcas

Ninguna de las actividades de la Compañía se lleva a cabo bajo licencias otorgadas por terceros.



María Agustina Montes
Delegada

FACTORES DE RIESGO

Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, Ud. debe considerar cuidadosamente los riesgos que se describen a continuación. Los negocios de Pampa Energía y sus subsidiarias (el "Grupo Pampa"), su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones podrían verse seriamente afectados de manera negativa por cualquiera de estos riesgos. Los riesgos que se describen a continuación son los conocidos por el Grupo Pampa y aquellos que actualmente cree que podrían afectarla de manera considerable. Los negocios de Pampa Energía y del Grupo Pampa también podrían verse afectados por riesgos adicionales que actualmente el Grupo Pampa no conoce o no considera significativos.

Riesgos relacionados con Argentina

- La liquidez, clientes, negocios y resultados de las operaciones de Pampa Energía podrían verse afectados negativamente en caso de producirse una crisis financiera global o regional o ante condiciones crediticias y de mercado desfavorables.
- Podrían establecerse mayores restricciones al acceso al mercado de cambios en respuesta, entre otras circunstancias, a una salida de capitales o a una devaluación significativa del Peso.
- La economía argentina es una economía vulnerable y cualquier caída significativa podría afectar de forma adversa los negocios, el resultado de las operaciones y la situación financiera de Pampa Energía.
- El impacto de las recientes elecciones presidenciales y del congreso en el futuro económico y político de Argentina permanece incierto.
- La economía argentina es asimismo vulnerable a las conmociones externas que podrían ser causadas por importantes dificultades económicas de los principales socios comerciales regionales de la Argentina, particularmente Brasil, o por efectos "contagio" más generales. Dichos shocks externos y efectos "contagio" podrían tener un efecto material adverso en el crecimiento económico de Argentina y, en consecuencia, en los resultados de las operaciones y condición financiera de Pampa Energía.
- Los conflictos entre Rusia y Ucrania, y entre Israel y la organización terrorista *Hamas*, entre otros conflictos que pudieran surgir, podrían generar efectos adversos en la economía global, la economía argentina y en el resultado de las operaciones y condición financiera de Pampa Energía.
- Los cambios políticos en Argentina y las medidas políticas a adoptarse en el futuro podrían afectar la economía argentina y los sectores en los que la Compañía desarrolla sus actividades.
- Si continúan los altos niveles de inflación, la economía argentina y los resultados de las operaciones de Pampa Energía podrían verse negativamente afectados.
- Las fluctuaciones en el valor del Peso podrían afectar negativamente a la economía argentina, lo cual a su vez podría afectar negativamente los negocios de Pampa Energía.
- La interrupción de publicación de índices o cambios en las metodologías de cálculo de las cifras oficiales argentinas podrían afectar las proyecciones realizadas.
- La capacidad de Argentina de obtener financiación de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas, para impulsar el crecimiento económico, afectando así los negocios, resultados de las operaciones y perspectivas de crecimiento de Pampa Energía. Podría ocurrir que el Gobierno Argentino no logre renegociar su deuda internacional, en particular con el FMI, afectando su capacidad de obtener financiación y de diagramar y aplicar reformas y políticas que impulsen el crecimiento económico.
- La intervención gubernamental puede afectar negativamente a la economía argentina y por ende a los negocios y resultados de operaciones de Pampa Energía.
- Las empresas argentinas podrían verse impedidas de efectuar sus pagos en Dólares.
- El elevado gasto público podría traer aparejadas consecuencias negativas para la economía argentina.
- No existen certezas del efecto que tendrán las medidas que adoptará el Gobierno Argentino a fin de resolver la crisis del sector energético, en particular, los efectos que pudieran tener en nuestro negocio, posición financiera o resultado de nuestras operaciones.
- Las operaciones y el negocio de la Compañía podrían verse afectadas por la incorporación de restricciones a la importación de productos.

María Agustina Montes
Delegada

- La economía y las finanzas públicas argentinas podrían verse adversamente afectadas como consecuencia de la caída en los precios internacionales de los principales productos primarios de exportación de la Argentina.
- Los costos operativos de la Compañía podrían incrementarse como consecuencia del impulso o adopción de ciertas medidas por parte del Gobierno Argentino así como por presiones de sectores sindicales.
- El hecho de no abordar adecuadamente los riesgos reales y percibidos de deterioro institucional y corrupción puede afectar adversamente la economía y la situación financiera de Argentina.
- Cualquier baja en la calificación crediticia o en la perspectiva de calificación de Argentina o de la Compañía podría afectar negativamente tanto la calificación como el precio de mercado de los ADS y las acciones de la Compañía.

Riesgos relacionados con la Compañía

- Pampa Energía opera una parte importante de su negocio a través de contratos de concesiones públicas otorgados por el Gobierno Argentino, cuya revocación o rescisión podría tener un efecto adverso significativo.
- El rendimiento de la Compañía depende ampliamente de la contratación y retención de personal.
- Pampa Energía emplea una amplia fuerza de trabajo sindicalizada y podría quedar sujeta a medidas de fuerza de sus trabajadores, incluidos los ceses de actividades laborales que podrían tener un efecto adverso significativo sobre su negocio.
- En caso de accidentes o incidentes no cubiertos por sus pólizas de seguro, Pampa Energía podría enfrentar pérdidas significativas que podrían tener un efecto adverso significativo sobre su negocio y los resultados de sus operaciones.
- Pampa Energía lleva a cabo una parte de sus operaciones a través de joint ventures y, en caso de no continuar con dichos joint ventures o de no resolver cualquier desacuerdo significativo con sus socios, ello podría tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estas operaciones.
- La Compañía y sus subsidiarias son y podrían ser parte de diversas acciones legales que podrían resultar en decisiones desfavorables en su contra.
- Un hecho de ciberseguridad, como puede ser un ciberataque, podría afectar adversamente el negocio, la situación patrimonial, los resultados de las operaciones y el flujo de efectivo de Pampa Energía.
- Las operaciones de Pampa Energía podrían provocar riesgos ambientales. Cualquier cambio en las leyes ambientales podría aumentar sus costos operativos.
- La Compañía y/o las empresas del Grupo Pampa Energía podrían aumentar su endeudamiento a fin de implementar proyectos de inversión para expandir su actividad.
- Una parte de la deuda financiera pendiente de la Compañía incluye cláusulas de aceleración por quiebra, concursos preventivos y expropiación, por lo cual podríamos estar obligados a reembolsar la totalidad de nuestra deuda ante la ocurrencia de tales eventos.
- Los pactos en el endeudamiento de la Compañía podrían restringir adversamente su flexibilidad financiera y operativa.
- El negocio de la Sociedad está sujeto a riesgos derivados de desastres naturales, accidentes catastróficos y ataques terroristas. El mismo está sujeto también al riesgo de fallas mecánicas o eléctricas, y cualquiera de estos podría afectar la capacidad de la Compañía de cumplir con nuestros compromisos contractuales, pudiendo generar un efecto adverso en el negocio, resultado de las operaciones y situación financiera de Pampa Energía.
- El cambio climático, la transición energética y el marco regulatorio que se promueva a tales fines, podrían afectar los negocios, los resultados de las operaciones y la condición financiera de Pampa Energía.
- Las actividades de la Compañía podrían verse afectadas en forma adversa por hechos acaecidos en otros países en los que lleva a cabo sus actividades.
- Las autoridades nacionales de defensa de la competencia podrían decidir no aprobar la adquisición del fondo de comercio de la CTEB y/o de la adquisición de la participación en la concesión convencional Rincón de Aranda.
- Las garantías que pudieran ser otorgadas por la Compañía a sus afiliadas podrían ser ejecutadas, lo cual podría tener un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de la Compañía.

Riesgos Relacionados a nuestro negocio de Generación de Energía

- El Gobierno Argentino ha intervenido en el sector eléctrico en el pasado, y podría continuar haciéndolo en el futuro.



María Agustina Montes
Delegada

- Las generadoras y transportistas de electricidad (tales como la Compañía) y las distribuidoras fueron seriamente afectadas por las medidas de emergencia adoptadas durante la crisis económica.
- Existe incertidumbre sobre qué otras medidas podría adoptar el Gobierno Argentino en relación con las tarifas de los servicios públicos y su impacto en la economía argentina.
- Si la demanda de energía aumentase repentinamente, dados los actuales niveles de generación de energía y la dificultad de aumentar la capacidad de las compañías de transmisión y distribución en el corto o mediano plazo, Pampa Energía podría verse negativamente afectada, lo que a su vez podría dar lugar a interrupciones en el suministro e importantes sanciones por las mismas.
- Las actividades de la Compañía podrían verse afectadas por cambios generados por los avances de la tecnología.
- Existen restricciones al transporte de electricidad en Argentina que podrían impedir a Pampa Energía recuperar el costo total de su energía eléctrica, lo cual podría afectar significativa y adversamente los resultados financieros de sus actividades de generación.
- Los cambios en las reglamentaciones que rigen el despacho de generadores podrían afectar a los activos de generación de Pampa Energía.
- Pampa Energía podría verse afectada por la imposibilidad de cobrar sus acreencias o de cobrarlas en tiempo y forma de CAMMESA y de otros clientes del sector eléctrico, lo cual podría tener un efecto adverso significativo sobre la situación patrimonial y los resultados de sus operaciones.
- Las medidas de fomento de los proyectos de generación de energías renovables podrían afectar las ventas de generación de energía de la Compañía.
- La capacidad de Pampa Energía de generar energía eléctrica en sus plantas de generación térmica depende de la disponibilidad de gas natural (y otros combustibles), y las fluctuaciones en el suministro o el precio del gas podrían afectar en forma significativa y adversa los resultados de sus operaciones.
- La Compañía podría ser objeto de multas y penalidades por incumplimientos a la regulación aplicable o por no obtener en tiempo y forma los permisos requeridos para la operación de sus unidades de generación, lo que puede afectar adversamente la disponibilidad y los ingresos provenientes de dichas unidades.
- El incumplimiento de nuestros contratos de abastecimiento y de suministro con CAMMESA y con los GU del MEM, respectivamente, pueden dar lugar a penalizaciones y, en última instancia, provocar la rescisión de dichos acuerdos, lo que podría afectar negativamente el resultado de nuestras operaciones.
- Los ingresos de nuestros parques eólicos dependen de las condiciones meteorológicas y de la capacidad de energía que se contrate.
- La capacidad de Pampa Energía de generar electricidad en sus plantas generadoras hidroeléctricas podría verse negativamente afectada por las malas condiciones hidrológicas que podría a su vez afectar los resultados de sus operaciones.
- Las dificultades operativas podrían limitar la capacidad de Pampa Energía de generar electricidad, lo que a su vez podría afectar adversamente los resultados de sus operaciones.
- La Compañía podría quedar expuesta a reclamos de terceros sobre la propiedad inmueble utilizada para sus operaciones, lo que podría dar lugar a la imposición de una indemnización por daños significativa, respecto de la cual Pampa Energía no ha efectuado ninguna provisión en los estados financieros consolidados por posibles pérdidas.



María Agustina Montes
Delegada

- Los retrasos en la obtención de los permisos y/o autorizaciones requeridos para nuevos proyectos de generación de energía pueden afectar la fecha de habilitación comercial estimada y consecuentemente los ingresos esperados de tales proyectos, sumado a las sanciones y multas que podrían ser aplicadas.
- El incumplimiento de los requisitos del Plan Energía Plus o su modificación o cancelación podría afectar los resultados de la Compañía.
- Los activos de la Compañía podrían sufrir ciertos defectos que podrían tener un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de la Compañía.
- La Compañía puede tener que enfrentar competencia en los mercados de generación eléctrica o industrias afines.
- Si en el futuro no estamos en condiciones de renovar nuestros PPA o ejecutar nuevos PPA, o si dichos PPA se modifican o resuelven unilateralmente, nuestros resultados de operaciones y situación financiera podrían verse afectados negativamente de manera significativa.
- La demanda de electricidad puede verse afectada por los aumentos de precios, lo cual podría llevar a las generadoras eléctricas como la Emisora a registrar menores ingresos.
- La actividad de generación implica el manejo de elementos peligrosos como ser los combustibles que tienen asociado un potencial riesgo para las instalaciones y las personas.

Riesgos Relacionados a nuestro Negocio de Petróleo y Gas

- 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.
- Podría producirse una caída en las reservas de petróleo y gas de Argentina.
- Las fluctuaciones o caídas significativas o prolongadas y la volatilidad de los precios internacionales del petróleo crudo, los productos derivados del petróleo y el gas natural pueden tener un efecto adverso sobre el nivel de inversiones de capital y costos de mantenimiento de la compañía, lo que podría perjudicar los resultados de las operaciones y la situación financiera de Pampa Energía.
- Las retenciones a las exportaciones y las regulaciones a las importaciones de los productos de Pampa Energía afectaron en el pasado en forma negativa la rentabilidad de nuestras operaciones.
- Las restricciones a las exportaciones de hidrocarburos y los productos derivados del petróleo han afectado y podrían continuar afectando los resultados de las operaciones de la Compañía.
- Pampa Energía puede no ser operadora en todos los joint ventures en los que participa, y las medidas adoptadas por los operadores de dichos joint ventures podrían tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estas operaciones.
- La Compañía lleva a cabo la mayoría de sus operaciones a través de joint ventures (acuerdos clasificados como de operaciones conjuntas para propósitos de su contabilización), y la imposibilidad de resolver cualquier discrepancia significativa con los socios de Pampa Energía o de continuar participando en dichos joint ventures podría tener un efecto adverso significativo en el éxito de sus operaciones.
- La falta de cumplimiento por parte de Pampa Energía de sus compromisos de inversión bajo sus acuerdos de inversión podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones.



María Agustina Montes
Delegada

- El sector del petróleo y gas está sujeto a riesgos operativos, ambientales y económicos específicos.
- El Gobierno Argentino podría alterar y/o retrasar los pagos a los productores de gas natural bajo programas claves del Gobierno.
- A menos que se reemplacen las reservas de petróleo y gas de la Compañía, las reservas y producción se reducirán con el tiempo.
- Las reservas estimadas de petróleo y gas de la Compañía se basan sobre estimaciones que podrían no ser precisas.
- Pampa Energía está expuesta a una importante competencia en la adquisición de áreas exploratorias y reservas de petróleo y gas natural.
- Pampa Energía podría incurrir en costos y pasivos significativos relacionados con cuestiones ambientales, sanitarias y de seguridad.
- Las limitaciones sobre los precios internos en la Argentina podrían afectar en forma adversa los resultados de las operaciones de Pampa Energía.
- La Compañía está expuesta a contracciones en la demanda de petróleo crudo y gas natural y a contracciones en la demanda de cualquiera de sus subproductos.

Riesgos relacionados con Argentina

Introducción

Pampa Energía es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República Argentina. La mayoría de sus ingresos se generan en Argentina, y muchas de sus operaciones, instalaciones y clientes están ubicados en Argentina. También tiene operaciones relacionadas al petróleo y al gas natural fuera de la Argentina. Su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones dependen, en gran medida, de la situación macroeconómica, regulatoria, política y financiera imperante en Argentina, incluyendo el crecimiento, las tasas de inflación, los impuestos aplicables, los tipos de cambio, tasas de interés y otros hechos y condiciones de carácter local, regional e internacional que puedan afectar a Argentina de cualquier forma. Por ejemplo, un menor crecimiento económico o una recesión económica podrían dar lugar a una caída en la demanda de electricidad en las áreas de servicio en las que operan las subsidiarias de Pampa Energía o bien dar lugar a una reducción del poder adquisitivo de sus clientes, hecho que, a su vez, podría conducir a una reducción en las cobranzas a sus clientes o un incremento de las pérdidas de energía debido a un uso ilegal de los servicios prestados. Las medidas del Gobierno Argentino en relación a la economía, incluyendo las decisiones relativas a la inflación, tasas de interés, control de precios, las tarifas y otros cargos por servicios públicos, controles cambiarios e impuestos, han tenido y podrían continuar teniendo un efecto adverso significativo sobre las entidades del sector privado, incluyendo a Pampa Energía. Las actividades de la Compañía son altamente reguladas, y están sujetas a incertidumbres políticas y económicas, cambios en la legislación, expropiación de bienes, cancelación o modificación de derechos contractuales, revocación de consentimientos o permisos, la obtención de diversos permisos por parte de autoridades regulatorias, restricciones cambiarias, controles de precio, fluctuaciones cambiarias y aumentos de regalías, entre otras.

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

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

Los efectos de una crisis financiera global o regional y el eventual impacto en el sistema financiero global podrían tener un efecto negativo sobre los negocios, la situación patrimonial, la capacidad de acceder al crédito o a los mercados de capitales internacionales y los resultados de las operaciones de Pampa Energía, especialmente en una economía emergente, como es el caso de Argentina (para mayor información, véase *“La capacidad de Argentina de obtener financiación de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas,*



María Agustina Montes
Delegada

para impulsar el crecimiento económico, afectando así los negocios, resultados de las operaciones y perspectivas de crecimiento de Pampa Energía. Podría ocurrir que el Gobierno Argentino no logre renegociar su deuda con los tenedores privados de deuda pública y/o con el FMI, afectando su capacidad de obtener financiación y de diagramar y aplicar reformas y políticas que impulsen el crecimiento económico”).

Esta situación se dio en diferentes ocasiones, tal como cuando en 2008 la crisis económica mundial produjo una abrupta caída en la actividad económica de Argentina a lo largo de 2009, acompañada de presiones inflacionarias, depreciación del Peso y una baja en el nivel de confianza de los consumidores e inversores; en el 2020 cuando comenzó una nueva crisis financiera como consecuencia del Covid-19 o en 2022 cuando en virtud de la invasión militar por parte de la Federación Rusa a Ucrania se generaron fuertes impactos en las principales bolsas de comercio del mundo y en las relaciones económicas y comerciales de muchos países (para mayor información, véase “*Los conflictos entre Rusia y Ucrania, y entre Israel y la organización terrorista Hamas, entre otros conflictos que pudieran surgir, podrían generar efectos adversos en la economía global, la economía argentina y en el resultado de las operaciones y condición financiera de Pampa Energía*”).

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

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

Sin perjuicio de las manifestaciones del actual presidente de la Argentina, Javier Milei, en torno a la eliminación de las restricciones al acceso al mercado de cambios, considerando el actual contexto de desestabilización que afecta a la Argentina podrían imponerse mayores restricciones al acceso al mercado de cambios en respuesta a una salida de capitales o a una devaluación significativa del Peso. Ello generaría un alto riesgo de devaluación del Peso y por consiguiente, la Compañía no podría adquirir los fondos necesarios para hacer frente a sus obligaciones denominadas y vinculadas a la evolución del dólar.

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

En este sentido, podrían crearse múltiples tipos de cambio para distintos tipos de transacciones, y desdoblarse así el mercado cambiario. Esto podría generar incertidumbre respecto de cuál sería el tipo de cambio aplicable para el pago de capital e intereses de las Obligaciones Negociables. Además, la Compañía no puede asegurar cuál será el tipo de cambio aplicable que eventualmente podría disponerse para este tipo de emisiones, y la Compañía tendría que pagar a ese tipo de cambio. En estos casos, el tipo de cambio aplicable podría resultar menor al que corresponde a la definición de Tipo

María Agustina Montes
Delegada

de Cambio Aplicable (no siendo responsabilidad de los Colocadores el tipo de cambio que resulte aplicable en estos casos).

La economía argentina es una economía vulnerable y cualquier caída significativa podría afectar de forma adversa los negocios, los resultados de las operaciones y la situación financiera de Pampa Energía

La economía argentina ha experimentado una gran volatilidad en las últimas décadas, caracterizada por períodos de crecimiento bajo o negativo, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda. El crecimiento económico sustentable de Argentina depende de una variedad de factores, entre ellos la demanda internacional de exportaciones argentinas, la estabilidad y competitividad del Peso frente a las monedas extranjeras, la confianza de los consumidores e inversores locales y extranjeros, una tasa de inflación estable, los niveles de empleo y las circunstancias de los socios comerciales regionales de Argentina.

En tal sentido, el Estado Nacional, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 70/2023 (el "DNU 70/2023"), publicado en el BO el 21 de diciembre de 2023, dispuso declarar la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025.

Según el Banco Mundial, la economía argentina se estima que creció un 5,0% durante el 2022 y habría disminuido un 2,5% en el 2023, por lo que continúa siendo vulnerable e inestable, tal como lo demuestran los siguientes aspectos económicos:

- el Banco Mundial estima que el Producto Bruto Interno ("PBI") argentino habría disminuido en un 2,5% durante el 2023, producto de la desaceleración en el crecimiento de la economía mundial, y restricciones a la actividad interna, tales como la alta inflación, las restricciones al acceso al mercado cambiario, a las importaciones y la fijación de precios. Además, la grave sequía ha deteriorado las condiciones económicas y ha amplificado aún más los desequilibrios macroeconómicos preexistentes. La inflación anual se aceleró y alcanzó el 211,4% durante el 2023, afectando a segmentos vulnerables de la población. Según estadísticas nacionales publicadas en septiembre de 2023, la pobreza se sitúa en el 40,1% y la pobreza extrema en el 9,1%. A pesar de ello, las últimas proyecciones estiman que el PBI crecerá un 2,7% durante el 2024 y un 3,2% durante el 2025, debido a la mejora de las condiciones climáticas, los precios históricamente altos de la soja y la previsión de inversiones en el sector energético que permitirían al país reducir las importaciones de gas y mejorar las cuentas externas;
- El FMI, en su informe sobre las Perspectivas Económicas Mundiales (*World Economic Outlook*) de enero de 2024, proyecta una disminución del PBI argentino del 2,8% para el año 2024. En forma similar, el Banco Mundial en su reporte de "*Weak Growth, Multiple Challenges*", publicado en enero de 2024, estima que el crecimiento global disminuirá un 2,4% durante este año, además de ser el tercer año de desaceleración consecutivo;
- los aumentos sostenidos en el gasto público podrían dar lugar a déficits fiscales y afectar el crecimiento económico;
- la inflación sigue siendo alta y podría continuar en esos niveles en el futuro;
- la inversión como porcentaje del PBI es todavía baja para sostener la tasa de crecimiento de las décadas pasadas;
- podría tener lugar una cantidad considerable de protestas o huelgas, como ha sucedido en el pasado. Esto o cualquier evento futuro similar, puede afectar negativamente la estabilidad del entorno político, social y económico y la confianza del mercado financiero mundial en la economía argentina. No se puede garantizar que este tipo de eventos no ocurra en el futuro;
- el suministro de energía o gas natural podría no ser suficiente para abastecer la actividad industrial (limitando así el desarrollo industrial) y el consumo;
- el desempleo y el empleo informal siguen siendo altos; y
- las expectativas económicas del Gobierno Argentino podrían no ser alcanzadas y el proceso de recuperación de la confianza en la economía podría llevar más tiempo del anticipado.

María Agustina Montes
Delegada

La economía argentina podría verse negativamente afectada si las presiones políticas y sociales impiden la implementación por parte del Gobierno Argentino de políticas destinadas a controlar la inflación, generar crecimiento y elevar la confianza de los consumidores e inversores, o si las políticas implementadas por el Gobierno Argentino diseñadas para alcanzar estas metas no son exitosas. Estos hechos podrían afectar negativamente la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de Pampa Energía o generar una caída en el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

No es posible asegurar que una caída en el crecimiento económico, un aumento en la inestabilidad económica o la intensificación de las políticas y medidas económicas adoptadas o que puedan ser adoptadas en el futuro por el Gobierno Argentino para controlar la inflación o abordar otros sucesos macroeconómicos que afecten a entidades del sector privado tales como Pampa Energía (sucesos éstos sobre los que Pampa Energía no tiene control) no puedan tener un efecto adverso sobre los negocios, la situación patrimonial o los resultados de las operaciones de Pampa Energía o no tengan un impacto negativo en la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento.

El impacto de las recientes elecciones presidenciales en Argentina permanece incierto

Durante el año 2023, tuvo lugar en Argentina un proceso electoral a nivel nacional, provincial y local. En este contexto, Javier Milei y Victoria Villarruel, representantes del partido "La Libertad Avanza" fueron electos Presidente y Vicepresidente, respectivamente. Asimismo, en dichas elecciones se disputaron los cargos de jefe de gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y de los gobernadores de 21 provincias; se renovó la mitad de la Cámara de Diputados de la Nación y un tercio del Senado de la Nación y hubo elecciones para los cargos de legisladores provinciales, intendentes y concejales municipales. El impacto en el futuro de la economía y la política argentina es incierto, pero es probable que sea material.

El presidente electo Javier Milei es un economista libertario cuyos principales fundamentos económicos, políticos y filosóficos se basan en la protección de los derechos a la vida, la libertad y la propiedad, así como en los principios de no agresión, propiedad de uno mismo y los fundamentos del libre mercado. En este sentido, en los primeros meses de su presidencia, el presidente Javier Milei emitió el DNU 70/2023 y envió a la Cámara de Diputados de Argentina un proyecto legislativo titulado "Ley Ómnibus" con el objetivo de desregular la economía, modernizar el estado reduciendo ministerios y estructuras del Gobierno Nacional, flexibilizar las leyes laborales y privatizar empresas estatales (el "Proyecto de Ley Ómnibus").

Por medio del DNU 70/2023 se introdujeron diversas modificaciones, de las cuales se destacan las siguientes:

- En materia de energía, se derogaron diversos decretos, dentro de los cuales se incluyen el N° 1060/00, que establecía plazos máximos para contratos de abastecimiento exclusivo de combustibles; el N° 1491/02, que regulaba contratos de exportación por Potencia Firme y Energía Eléctrica Asociada; el N° 634/03, que autorizaba ajustes en el canon de Ampliación de Transporte de Energía Eléctrica; y el N° 311/06, que aprobaba préstamos del Tesoro Nacional al Fondo Unificado. Además, se deroga la Ley N° 25.822, referente al Plan Federal de Transporte Eléctrico y sus fuentes de financiamiento. Respecto al Régimen de Fomento a la generación distribuida de energía renovable, establecido por la Ley N° 27.424, el DNU 70/2023 deroga los artículos 16 a 37, que abordaban la creación y regulación del Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables, así como instrumentos, incentivos y beneficios para promover la generación distribuida. Al mismo tiempo, el decreto otorga facultades a la Secretaría de Energía para ajustar la estructura de subsidios con el objetivo de garantizar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de energía y gas natural, considerando ingresos del grupo conviviente, según lo determine la reglamentación. Por otro lado, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/23, el Gobierno Argentino declaró la emergencia del Sector Energético Nacional en lo que respecta a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal y de transporte y distribución de gas natural. Tal declaración de emergencia y las acciones que de ella deriven, tendrán vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024. Asimismo, la nueva administración del Gobierno Argentino dispuso la intervención del ENRE y del ENARGAS desde el 1 de enero de 2024 y hasta la designación de los miembros del Directorio que resulten del proceso de elección (en un plazo máximo de 360 días).

María Agustina Montes
Delegada

- En materia laboral, se introducen algunas modificaciones tales como la eliminación de multas por empleo incorrectamente registrado, el establecimiento de una plataforma para la entrega virtual de certificados laborales, la extensión del período de prueba a ocho meses y la aclaración de las regulaciones sobre teletrabajo. Asimismo, se delimita la definición de justa causa en el despido y se introducen modificaciones en el régimen de indemnización por antigüedad, despido discriminatorio, reingreso de trabajadores, actualización de créditos y pago de sentencias. Además, el decreto busca fomentar acuerdos que puedan reducir derechos laborales mediante negociaciones, limitar la irrenunciabilidad de ciertas condiciones laborales y abordar problemas específicos relacionados con la terminación, discriminación y recontractación de empleados.
- En el ámbito de comercio exterior y derecho aduanero en Argentina, se llevaron a cabo significativas modificaciones al Código Aduanero (Ley N° 22.415) mediante la derogación de la Ley N° 25.626 y ajustes sustanciales en diversos artículos.
- En materia de minería, se derogó la Ley N° 24.523, que creó el sistema nacional de comercio minero, y la Ley N° 24.695, que creó el Banco Nacional de Información Minera.
- Se implementaron ajustes significativos en el Código Civil y Comercial de la Nación ("CCCN"), focalizados principalmente en las obligaciones en moneda extranjera, el principio de libertad de contratación y las facultades judiciales para modificar contratos. En relación a las obligaciones en moneda extranjera, se modifican los artículos 765 y 766 del CCCN redefiniendo a las obligaciones en moneda extranjera como obligaciones de dar dinero, permitiendo que las partes puedan liberarse de sus obligaciones mediante la entrega de la moneda pactada (incluyendo la moneda extranjera). Respecto a la libertad de contratación, se modifica el artículo 958 del CCCN eliminando referencias a la moral y buenas costumbres, y refuerza la aplicación supletoria de las leyes en los contratos según la voluntad expresa de las partes. En cuanto a las facultades judiciales para modificar contratos, las modificaciones en los artículos 960 y 989 limitan la capacidad de los jueces para alterar disposiciones contractuales, permitiendo tales modificaciones solo a solicitud de parte y cuando la ley lo autorice. Específicamente, se elimina la posibilidad de intervención judicial de oficio, salvo en casos de lesión o nulidad. Además, se derogó la Ley de Alquileres N° 27.551 y se introdujeron modificaciones en el CCCN en lo que respecta al contrato de locación.

A la fecha del presente, ha vencido el plazo para la conformación de la Comisión Bicameral para tratar el DNU 70/2023 y el Congreso de la Nación aún no lo ha tratado de oficio, por lo que el mismo mantiene su vigencia. Sin perjuicio de ello, a la fecha de este Prospecto el Congreso se encuentra en proceso de conformación de la Comisión Bicameral para tratar el DNU. Asimismo, cabe destacar que se han dictado algunas medidas cautelares que suspenden los efectos del capítulo IV del DNU 70/2023 en relación a las modificaciones laborales y algunas otras disposiciones del decreto. Asimismo, se encuentran en curso algunas acciones judiciales que cuestionan la constitucionalidad del decreto en su totalidad. Algunas de éstas últimas causas fueron rechazadas en primera instancia y en algún caso en segunda instancia pero todas ellas fueron apeladas.

En relación al Proyecto de Ley Ómnibus, entre las múltiples cuestiones que abarca dicho proyecto, se incluye una amplia declaración de emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa y social entre otras hasta el 31 de diciembre de 2025 y la delegación de facultades legislativas en el Poder Ejecutivo. Asimismo, otorga poderes, hasta el 31 de diciembre de 2025, al Gobierno Nacional para ajustar el Marco Regulatorio Eléctrico con el fin de garantizar: (i) el libre comercio internacional de energía eléctrica, delegando en la entidad que realice la exportación los mecanismos necesarios para prevenir la escasez de oferta interna; (ii) la libre comercialización, competencia y expansión de los mercados de energía eléctrica, especialmente la libre elección del proveedor de electricidad para los usuarios finales; (iii) la especificación de los diferentes conceptos a pagar por el usuario final, con la obligación explícita del distribuidor de actuar como agente para la recaudación o retención de los montos a recibir por energía, transporte e impuestos correspondientes al MEM y la tesorería, según corresponda; (iv) el desarrollo de infraestructura de transporte de energía eléctrica a través de mecanismos abiertos, transparentes, eficientes y competitivos; y (v) la revisión de las estructuras administrativas, tanto centralizadas como descentralizadas, en el sector eléctrico, modernizándolas y profesionalizándolas para un mejor cumplimiento de las funciones asignadas. Asimismo, el Proyecto de Ley Ómnibus otorga al Gobierno Nacional, hasta el 31 de diciembre de 2025, la facultad de crear, modificar, transformar y/o eliminar fondos fiduciarios en el sector energético, incluidos los destinados a subsidios. Si bien con fecha 2 de febrero de 2024 la Cámara de Diputados aprobó el Proyecto de Ley Ómnibus de manera general y, posteriormente, comenzó a debatir la



María Agustina Montes
Delegada

aprobación y/o modificación de cada artículo en particular, no se logró llegar a los acuerdos necesarios y el 6 de febrero de 2024 el Proyecto de Ley Ómnibus volvió a comisión, es decir que el trámite retornó a su punto de inicio y, formalmente, las correspondientes comisiones de la Cámara de Diputados deberán volver a considerarlo a fin de emitir un nuevo dictamen.

La incertidumbre política y económica es elevada, y ello puede influir en la capacidad del Congreso Nacional y del Poder Ejecutivo para aplicar nuevas medidas políticas y económicas, y afectar aquellas que se encuentran vigentes, pudiendo traducirse en un efecto negativo sobre la economía argentina y, por ende, traer aparejadas consecuencias desfavorables a los rendimientos de la Emisora.

La economía argentina es asimismo vulnerable a las conmociones externas que podrían ser causadas por importantes dificultades económicas de los principales socios comerciales regionales de la Argentina (tales como Brasil) o por efectos "contagio" más generales. Dichos shocks externos y efectos "contagio" podrían tener un efecto material adverso en el crecimiento económico de Argentina y, en consecuencia, en los resultados de las operaciones y condición financiera de Pampa Energía

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

A modo de ejemplo, se destaca que el comercio exterior argentino es altamente dependiente de la economía brasileña; por lo tanto, el deterioro de la economía de Brasil y de sus relaciones con Argentina podría conducir al deterioro de la balanza comercial de Argentina. La balanza comercial con Brasil cerró el 2023 con un déficit de USD 4.788 millones, un 113,3% mayor al de 2022 que fue de USD 2.245 millones, siendo el déficit más alto desde el año 2017 (USD -8.184 millones). En detalle, el flujo comercial (importaciones + exportaciones) creció un 1,1% el año pasado en relación con 2022, pero desde julio mostró una baja acumulada del 9,9% respecto al segundo semestre de 2022. En tanto, durante el mes de diciembre Argentina registró un superávit comercial con Brasil de USD 52 millones, la primera cifra positiva en todo 2023 y muy superior al registrado en igual mes de 2022 (USD 8 millones).

En el caso de Chile, durante el año 2021 se llevaron a cabo las elecciones para elegir a los integrantes de la convención encargada de redactar una nueva constitución. Sin embargo, durante los años 2022 y 2023 se rechazaron las distintas propuestas constitucionales al no haber logrado las mayorías necesarias, manteniendo el marco constitucional vigente hasta la fecha. De acuerdo con el Informe de Política Monetaria del Banco Central de Chile de diciembre de 2023, se estima que el PIB chileno habrá cerrado el 2023 con nulo crecimiento, y rangos de expansión para 2024 y 2025 de 1,25-2,25% y 2-3%, respectivamente. Se prevé que la inflación total seguirá descendiendo y convergerá a 3% en la segunda mitad de 2024.

Los mercados financieros y de valores en Argentina también están influenciados por las condiciones económicas y de mercado en otros mercados en todo el mundo. La política monetaria de Estados Unidos tiene efectos significativos sobre las entradas de capital y los movimientos de los precios de los activos en las economías de mercados emergentes. Los aumentos en las tasas de interés en Estados Unidos resultan en una apreciación del Dólar y la disminución de los precios de las materias primas, lo que puede afectar adversamente a las economías emergentes que dependen de los productos

María Agustina Montes
Delegada

básicos. Durante el año 2024 se celebrarán elecciones presidenciales en Estados Unidos, por lo que existe incertidumbre sobre la relación futura entre los Estados Unidos y otros países respecto a las políticas comerciales, tratados, regulaciones gubernamentales y aranceles que podrían aplicarse al comercio. La Compañía no puede predecir cómo evolucionará la relación con los Estados Unidos, cuál será el efecto que las medidas adoptadas puedan causar en las condiciones económicas globales y la estabilidad de los mercados financieros globales, ni cuál podría ser el efecto de una escalada inflacionaria en Estados Unidos sobre la economía mundial.

Al mismo tiempo, la guerra entre Ucrania y Rusia y la guerra entre Israel y el grupo terrorista “Hamás” ha tenido un importante impacto global, causando una alta volatilidad en los precios de los productos primarios. Para mayor información véase *“Los conflictos entre Rusia y Ucrania, y entre Israel y la organización terrorista Hamás, entre otros conflictos que pudieran surgir, podrían generar efectos adversos en la economía global, la economía argentina y en el resultado de las operaciones y condición financiera de Pampa Energía”*.

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

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

Los conflictos entre Rusia y Ucrania, y entre Israel y la organización terrorista Hamás, entre otros conflictos que pudieran surgir, podrían generar efectos adversos en la economía global, la economía argentina y en el resultado de las operaciones y condición financiera de Pampa Energía

Con fecha 24 de febrero de 2022, el presidente de Rusia, Vladimir Putin, anunció una operación militar en la región del Donbás, en el este de Ucrania, cuyo alcance se extendió a otras regiones del país con el correr de los días. La invasión recibió una condena internacional generalizada, produciéndose manifestaciones en varias ciudades del mundo. Estados Unidos, Reino Unido y otros países de la Unión Europea impusieron sanciones económicas a Rusia – tales como la exclusión a determinados bancos rusos del sistema financiero SWIFT, restricciones del espacio aéreo, restricciones a la exportación de bienes y tecnología para la refinación de petróleo, entre otras - lo que podría afectar el suministro del petróleo proveniente de este país, generar inflación y turbulencias en los mercados.

El 7 de octubre de 2023, la organización terrorista “Hamás”, que gobierna la Franja de Gaza, llevó a cabo un ataque terrorista en el sur de Israel. El ataque provocó la pérdida de vidas, incluido el asesinato de civiles y el secuestro de más de 240 personas, entre hombres, mujeres, niños y ancianos. En respuesta, el Estado de Israel llevó a cabo una operación militar dentro de la Franja de Gaza con el objetivo de destruir objetivos militares de la organización terrorista y recuperar a los rehenes secuestrados. Hasta la fecha, ningún país u organización internacional ha impuesto sanciones económicas a ninguna de las partes involucradas en el conflicto y, durante el gobierno de Fernández, Argentina ha mantenido una posición neutral ante el conflicto. Recientemente, el presidente Javier Milei ha expresado su intención de incluir a Hamás en la lista de organizaciones terroristas. Esto podría potencialmente tener un impacto en las relaciones políticas y económicas con los países de Medio Oriente, que son los principales productores mundiales de petróleo.

Aunque hasta la fecha de este Prospecto ambos conflictos son de naturaleza regional, la posible participación de otros países miembros de la Organización del Tratado del Atlántico Norte, en el caso del conflicto Rusia-Ucrania, y la posible participación de Irán, Líbano y otros países del Medio Oriente, en el caso del conflicto Israel-Hamás, podría resultar en un conflicto transnacional, lo que podría afectar significativamente la economía mundial y Argentina, y, por lo tanto, nuestros resultados operativos. Las consecuencias actuales y potenciales de la invasión rusa y del conflicto entre Israel y Hamás, así como las de una pronta resolución pacífica de los conflictos, podrían impactar en el mercado de ciertos

María Agustina Montes
Delegada

commodities, como el petróleo y el gas natural, y podrían tener efectos colaterales, incluyendo un incremento de la volatilidad, y causar problemas en la disponibilidad de ciertos commodities, en precios futuros y en la cadena de suministro a nivel global. La concreción de alguno o todos estos riesgos, así como también los acontecimientos que se susciten en los principales socios regionales, incluyendo los países miembros del Mercosur, podrían tener un efecto material negativo en la economía argentina, e, indirectamente, en las operaciones, negocios y resultados de la Compañía, así como en su capacidad de honrar sus deudas, incluyendo las Obligaciones Negociables.

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

Los cambios políticos en Argentina y las medidas políticas a adoptarse en el futuro podrían afectar la economía argentina y los sectores en los que la Compañía desarrolla sus actividades.

Entre 2007 y 2015, el Gobierno Argentino incrementó la intervención directa en la economía argentina, llegando incluso a implementar medidas de expropiación, controles de precios, controles de cambio y modificaciones en leyes y reglamentaciones que afectaban el comercio exterior y la inversión. Estas medidas tuvieron un efecto adverso sustancial sobre las entidades del sector privado, incluida la Compañía. Entre fines de 2015 y 2019, la administración de Macri impulsó una serie de medidas tendientes a desregularizar la economía y a reordenar las variables económicas. Sin embargo, la alta inflación y la depreciación de la moneda obligaron al Gobierno Argentino a re-implementar controles de cambio durante el 2019. Posteriormente, entre fines de 2019 y fines de 2023 la administración del gobierno de Alberto Fernández introdujo una serie de medidas estructurales en relación con las políticas públicas, en particular las económicas.

En este sentido, mediante la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva N° 27.541 y sus modificatorias y complementarias (la "Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva") sancionada el 21 de diciembre de 2019, se declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética y social, delegando en el Poder Ejecutivo una serie de facultades, las cuales le permitieron introducir medidas excepcionales en el mercado energético, a la vez que se lo autorizó a intervenir el ENRE y el ENARGAS. Entre las principales medidas adoptadas por el anterior Gobierno Argentino se destacan el reperfilamiento de la deuda pública, principalmente con el Fondo Monetario Internacional y el Club de París, la intensificación de los controles cambiarios, controles de precio en diversos bienes y servicios y la regulación en la economía argentina, la fijación de derechos de exportación y el establecimiento de alcúotas máximas de los derechos de exportación de hidrocarburos y minería, así como también diversas intervenciones en materia económica, tributaria, laboral y de comunicaciones.

Con la reciente elección de Javier Milei como Presidente de la Nación, se han introducido profundas modificaciones legislativas y regulatorias en Argentina con impacto en materia social, económica, cultural y política (para más información, ver "*Factores de Riesgo - El impacto de las recientes elecciones presidenciales en Argentina permanece incierto*" de este Prospecto). A la fecha del presente Prospecto, no se puede predecir el impacto que las medidas que el gobierno ha adoptado o pueda adoptar en el futuro tendrán sobre la economía argentina en general y el sector energético en particular.

La Emisora no puede predecir las consecuencias políticas y económicas de las medidas que tomará el nuevo gobierno. No es posible asegurar que una caída en el crecimiento económico, un aumento en la inestabilidad económica o la intensificación de las políticas y medidas económicas adoptadas o que puedan ser adoptadas en el futuro por el Gobierno Argentino para controlar la inflación o abordar otros sucesos macroeconómicos que afecten a entidades del sector privado tales como la Sociedad, no puedan tener un efecto adverso sobre los negocios, la situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Sociedad o no tengan un impacto negativo en la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento.

María Agustina Montes
Delegada

Si continúan los altos niveles de inflación, la economía argentina y los resultados de las operaciones de Pampa Energía podrían verse negativamente afectados

Históricamente, la inflación socavó seriamente a la economía argentina y la capacidad del Gobierno Argentino de crear condiciones que permitan el crecimiento. En los últimos años, la Argentina debió enfrentar presiones inflacionarias, evidenciadas por importantes aumentos en los precios de combustibles, energía y alimentos, entre otros.

De acuerdo con la información publicada por el INDEC, las tasas oficiales del IPC en los meses de enero, febrero y marzo abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2023 fueron del 6,0%, 6,6%, 7,7%, 8,4%, 7,8%, 6,0%, 6,3%, 12,4%, 12,7%, 8,3%, 12,8% y 25,5%, respectivamente, registrándose una inflación interanual de 211,4% al mes de diciembre de 2023. En este sentido, se registró un aumento significativo de la inflación interanual con respecto al año 2022, en donde se registró una inflación del 94,8%, la cual a su vez había sido significativamente mayor al 50,9% acumulado al mes de diciembre de 2021 (para mayor información véase, “*La interrupción de publicación de índices o cambios en las metodologías de cálculo de las cifras oficiales podrían afectar las proyecciones realizadas*”). La administración anterior implementó programas para controlar la inflación y controlar los precios de los bienes y servicios esenciales, incluso congelando los precios de ciertos productos a la venta en supermercados, y mediante acuerdos de apoyo de precios con compañías del sector privado en varias industrias y mercados. Los ajustes del anterior Gobierno Argentino a las tarifas de electricidad y gas, así como el aumento en el precio de los combustibles, han afectado los precios creando una presión inflacionaria adicional. Con la llegada de la nueva administración al Gobierno Argentino y el dictado del DNU 70/2023, muchas de las medidas del gobierno anterior quedaron sin efecto, reduciendo significativamente las restricciones a la libre determinación de precios de bienes y servicios y ocasionando, en consecuencia, un aumento en los precios.

Una tasa de inflación alta afecta la competitividad externa de Argentina al diluir los efectos de la devaluación del Peso, repercutiendo negativamente en el trabajo y en el nivel de actividad económica y empleo, y debilitando la confianza en el sistema bancario de Argentina, lo que podría limitar aún más la disponibilidad de crédito local e internacional para las empresas. Por otro lado, parte de la deuda argentina continúa siendo ajustada por el Coeficiente de Estabilización de Referencia, un índice monetario fuertemente vinculado a la inflación. Por ende, todo aumento significativo de la inflación daría lugar a un aumento en la deuda externa de Argentina, ya sea de forma total o parcial, según corresponda y, en consecuencia, en las obligaciones financieras de Argentina, lo que incrementaría la presión sobre la economía argentina. Los esfuerzos para reducir la inflación realizados tanto por la administración anterior como por la actual no han alcanzado los resultados pretendidos. Un entorno inflacionario continuo podría afectar los resultados de las operaciones de Pampa Energía, perjudicando su capacidad de financiar las necesidades de capital de trabajo de sus negocios en términos favorables, lo cual podría afectar adversamente los resultados de sus operaciones y la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento.

Las tasas de inflación podrían aumentar en el futuro, y existe incertidumbre sobre el impacto de las medidas implementadas por el Gobierno Argentino para controlar la inflación, y el impacto potencial de las medidas que puedan adoptarse en el futuro. El aumento de la inflación podría afectar negativamente a la economía argentina, lo que a su vez podría tener un efecto adverso en la condición financiera y resultados en las operaciones de la Compañía.

Las fluctuaciones en el valor del Peso podrían afectar negativamente a la economía argentina, lo cual a su vez podría afectar negativamente los negocios de Pampa Energía

El Peso sufrió importantes fluctuaciones en su valor en los últimos años: perdió, respecto del Dólar, aproximadamente el 22,1% en 2021, el 72,5% en 2022 y el 356,4% en 2023. Pampa Energía no puede predecir el valor futuro del Peso respecto del Dólar. Si el Peso continúa devaluándose, los efectos negativos sobre la economía argentina podrían tener consecuencias negativas para los negocios de Pampa Energía y los resultados de sus operaciones.

A partir del año 2019, se reintrodujeron y reforzaron ciertas restricciones cambiarias al ingreso y egreso de divisas del país con el objeto de disminuir la volatilidad de la variación del tipo de cambio y de restaurar el nivel mínimo de reservas

María Agustina Montes
Delegada

del BCRA. Los controles aplican respecto de la formación de activos externos de residentes, el pago de deudas financieras con el exterior, el pago de dividendos, pago de importaciones de bienes y servicios, obligación de ingreso y liquidación de cobros de exportaciones de bienes y servicios, entre otros. La volatilidad, apreciación o depreciación adicional del Peso o la reducción de las reservas del BCRA como resultado de la intervención cambiaria podrían afectar negativamente a la economía argentina y la capacidad de la Compañía de cumplir con sus obligaciones de deuda y afectar el valor de mercado de sus Acciones Americanas de Depósitos en Custodia (*American Depositary Shares*) (“ADS”). Para más información sobre las nuevas restricciones vigentes véase la sección “*Información Adicional — Controles de Cambios*” en este Prospecto.

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

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

La interrupción de publicación de índices o cambios en las metodologías de cálculo de las cifras oficiales argentinas podrían afectar las proyecciones realizadas.

En 2014 el INDEC estableció un nuevo índice de precios al consumidor, el IPC, que refleja una medición amplia sobre los precios al consumidor, considerando información de precios de las 24 provincias del país, dividido en seis regiones. Como la credibilidad del IPC y otros índices publicados por el INDEC era cuestionada, en enero de 2016 la dirección del INDEC emitió un informe declarando una "emergencia estadística nacional", señalando que, desde 2006, su administración había sido irregular y revisó los datos publicados de 2005 a 2015. En 2017, el INDEC volvió a publicar el IPC, basado en una encuesta realizada por el INDEC y varias oficinas provinciales de estadística en 39 áreas urbanas, incluida cada una de las provincias de la Argentina. La tasa oficial de inflación del IPC según el informe publicado por el INDEC para el mes de enero de 2024 fue de 20,6% con una variación interanual de 254,2%.

Cualquier futura corrección o actualización necesaria de los índices de inflación oficiales publicados por el INDEC podría ser nuevamente cuestionada, y resultar en una disminución de la confianza en la economía argentina, lo que a su vez podría tener un efecto adverso en la capacidad de la Compañía de acceder a los mercados internacionales de capital para financiar sus operaciones y crecimiento, y consecuentemente, podría afectar negativamente sus resultados de operación y condición financiera.

La capacidad de Argentina de obtener financiación de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas, para impulsar el crecimiento económico, afectando así los negocios, resultados de las operaciones y perspectivas de crecimiento de Pampa Energía.

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

En 2005 y 2010, Argentina realizó ofertas de canje para reestructurar parte de su deuda soberana que se encontraba en default desde finales de 2001. Como resultado de estas ofertas de canje, Argentina reestructuró el 93% de la deuda en cesación de pagos elegible. Los *holdouts* que se negaron a participar en las reestructuraciones demandaron a Argentina en varios países, incluido Estados Unidos. Finalmente, luego de una larga controversia entre estos acreedores y la

María Agustina Montes
Delegada

Argentina, el gobierno finalmente alcanzó acuerdos con tenedores de una porción significativa de los bonos en default y canceló sus deudas con la mayoría de los *holdouts*.

Además, desde el año 2001 los accionistas extranjeros de algunas compañías argentinas iniciaron reclamos por montos sustanciales ante el CIADI contra Argentina, de conformidad con las reglas de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional. Los demandantes argumentaron que ciertas medidas del Gobierno Argentino tomadas durante la crisis económica de 2001 y 2002 fueron inconsistentes con las normas o estándares establecidos en varios tratados bilaterales de inversión por los cuales Argentina estaba obligada en ese momento. Hasta la fecha, varias de estas disputas se han solucionado y un número significativo de casos están en proceso o han sido suspendidos temporalmente debido al acuerdo de las partes.

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

Producto de la inestabilidad financiera y económica de la Argentina, con fecha 5 de febrero de 2020, bajo la administración de Alberto Fernández, se aprobó la Ley 27.544 de “Restauración de la Sostenibilidad de la Deuda Pública Emitida Bajo Ley Extranjera”, mediante la cual se autorizó al Poder Ejecutivo nacional a efectuar operaciones de administración de pasivos, canjes y/o reestructuraciones de vencimientos de intereses y amortizaciones de capital de los Títulos Públicos emitidos por la República Argentina bajo ley extranjera. A su vez, se autorizó al Ministerio de Economía de la Nación a emitir nuevos títulos públicos a efectos de modificar el perfil de vencimientos de intereses y amortizaciones. Posteriormente, en los meses de agosto y septiembre del 2020 y de conformidad con la Resolución N° 381 del Ministerio de Economía, se lanzó una invitación para adherir al canje de títulos elegibles denominados en Dólares o atados al Dólar (*dólar-linked*) bajo ley argentina, la cual finalmente obtuvo un porcentaje de aceptación a un 99,65% de los tenedores.

En paralelo, el Gobierno Argentino se encontraba negociando la refinanciación de parte de su deuda financiera con sus acreedores por bonos regidos bajo ley extranjera. El 31 de agosto de 2020 el Gobierno Argentino notificó que se había logrado una adhesión del 93,55%, y como consecuencia de las cláusulas de acción colectiva, dichas modificaciones son vinculantes para el 99,01% de su valor total, habiendo reestructurado exitosamente esta deuda.

Con fecha 28 de enero de 2022, el expresidente Alberto Fernández anunció la llegada de un acuerdo con el FMI para la refinanciación del préstamo de más de 44.000 millones de dólares que dicho organismo otorgó al país en 2018. Según lo acordado, el FMI determinó financiar por un período de dos años y medio los 44.000 millones de dólares que la Argentina adeuda.

Al mismo tiempo, el entonces Ministro de Economía dirigió una carta a los miembros del Club de París expresando la decisión de Argentina de posponer hasta el 5 de mayo de 2021 el pago de US\$ 2.100 millones que originalmente vencía el 5 de mayo de 2020, de conformidad con los términos del acuerdo de conciliación que Argentina había alcanzado con los miembros del Club de París el 29 de mayo de 2014 (el “Acuerdo de conciliación del Club de París de 2014”). En el marco de un entendimiento alcanzado posteriormente, se ha establecido mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia 286/2022 el diferimiento de los pagos de la deuda al Club de París hasta la existencia de un nuevo acuerdo marco o hasta el 30 de septiembre de 2024, lo que ocurra primero.

Con la asunción de Sergio Massa como Ministro de Economía, durante 2022 se consiguieron una serie de revisiones al acuerdo principal suscripto con el FMI. La primera revisión significó un desembolso 4.100 millones de Dólares del organismo para la Argentina; la segunda, con fecha 7 de octubre de 2022, autorizó un desembolso inmediato de 3.800 millones de Dólares, mientras que el tercero, con fecha 22 de diciembre de 2022, habilitó un desembolso de casi 6.000

María Agustina Montes
Delegada

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

Asimismo, con fecha 14 de agosto de 2023, el FMI emitió un comunicado informando que el 28 de julio de 2023, las autoridades argentinas y el personal técnico del FMI llegaron a un acuerdo a nivel de personal técnico sobre la quinta y sexta revisiones en el marco del acuerdo de Servicio Ampliado del Fondo (EFF, por sus siglas en inglés) de 30 meses de Argentina. Con fecha 23 de agosto de 2023, el Directorio del FMI aprobó los desembolsos acordados por la suma de US\$7.500 millones.

Al mismo tiempo, con fecha 22 de agosto de 2023, el ex Ministro de Economía anunció un nuevo préstamo por la suma de US\$1.300 millones del Banco Mundial y del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

En diciembre de 2023, el gobierno de Javier Milei desembolsó 900 millones de dólares estadounidenses para el pago de vencimientos al FMI. Estos fondos fueron obtenidos a través de un préstamo otorgado por el Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe (CAF) por un monto de 960 millones de dólares estadounidenses, el cual fue aprobado mediante el Decreto N° 57/2023.

Por último, con fecha 10 de enero de 2024, el personal técnico del FMI y la nueva administración del Gobierno Argentino han llegado a un acuerdo sobre la séptima revisión, el cual fue aprobado por el Directorio Ejecutivo del FMI con fecha 1 de febrero de 2024. Este acuerdo proporciona a la Argentina acceso a alrededor de 4.700 millones de dólares, y para ello se han establecido políticas tendientes a restablecer la estabilidad macroeconómica, abordando los desafíos actuales de la economía argentina, como la inflación, la falta de reservas y la depreciación de la moneda. En este sentido, la nueva administración ha implementado un plan de estabilización que incluye medidas fiscales, corrección de desajustes de precios, fortalecimiento del Banco Central y apoyo a los más vulnerables. Es importante mencionar que este dinero no corresponde a un nuevo préstamo, sino a desembolsos previamente programados por el FMI para el primer trimestre de 2024.

La Compañía no puede predecir si el Gobierno Argentino podrá cumplir con todos los términos de los endeudamientos que ha contraído o reperfilado o si logrará renegociar exitosamente la deuda que sostiene y que aún no ha podido reperfilarse. La capacidad del Gobierno Argentino para estabilizar el mercado de divisas, restablecer el crecimiento económico y cumplir con los términos de su endeudamiento está sujeta a incertidumbre. La continua depreciación del Peso, el incumplimiento de los términos de cualquier endeudamiento y el eventual fracaso en la renegociación de la deuda aún no reperfilada podrían tener un efecto adverso importante en la economía de Argentina y, en consecuencia, en los negocios, situación financiera y resultados de las operaciones de la Compañía.

Existe asimismo el riesgo de que el país no obtenga suficiente inversión extranjera directa y no obtenga el financiamiento necesario para reiniciar el ciclo de inversión y lograr tasas sostenibles de crecimiento económico. En tal caso, la condición fiscal de Argentina podría verse afectada negativamente, lo que podría llevar a una mayor inflación y socavar la capacidad del Gobierno Argentino para implementar políticas económicas diseñadas para promover el crecimiento. La dificultad de sostener a lo largo del tiempo el crecimiento económico con una estabilidad de precios razonable podría resultar en un episodio renovado de inestabilidad económica.

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

María Agustina Montes
Delegada

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

En el pasado, el Gobierno Argentino intervino en forma directa en la economía, a través de la implementación de medidas de expropiación y nacionalización, controles de precios y control de cambios, entre otros. A partir de diciembre de 2001, el Gobierno Argentino impuso una serie de medidas de control monetario y cambiario en un intento por evitar la fuga de capitales y una mayor depreciación del Peso (tales como restricciones a la libre disposición de los fondos depositados en los bancos, el cambio de moneda argentina a moneda extranjera y la transferencia de fondos al exterior sin la aprobación previa del BCRA). A su vez, la administración de Fernández de Kirchner, desde 2011 hasta 2015, a través de una combinación de regulaciones cambiarias e impositivas, redujo significativamente el acceso al mercado de divisas por parte de individuos y entidades del sector privado. En respuesta, se desarrolló un mercado comercial no oficial del Dólar, resultando en una diferencia sustancial entre el tipo de cambio del Dólar en dicho mercado y el tipo de cambio oficial. Además, históricamente el Gobierno Argentino adoptó medidas para controlar directa o indirectamente el acceso de empresas e individuos privados al comercio exterior y a los mercados de divisas, como la restricción al libre acceso y la obligación de repatriar y vender en el mercado cambiario local todos los ingresos en moneda extranjera obtenidos de las exportaciones. Estas reglamentaciones impidieron o limitaron a la Compañía para compensar el riesgo derivado de la exposición al Dólar.

Si bien al inicio de la administración del expresidente Macri, el Gobierno Nacional eliminó todas las restricciones cambiarias que habían sido implementadas por la administración de Fernández de Kirchner, en 2019 se reintrodujeron las restricciones cambiarias con el objeto de disminuir la volatilidad de la variación del tipo de cambio, medidas que fueron profundizadas por la administración del expresidente Fernández. A la fecha del presente Prospecto, gran parte de dichas restricciones cambiarias se mantienen en vigencia, y la Compañía no puede asegurar que el Gobierno Argentino no introducirá nuevas restricciones ni endurecerá las restricciones vigentes. Si bien la postura liberal del actual Presidente se direcciona a la eliminación de las restricciones cambiarias, la Compañía no puede asegurar que en el futuro, el Gobierno Argentino introduzca nuevos controles cambiarios y/o endurezca los controles ya existentes, imponga restricciones a las transferencias al exterior, restricciones al movimiento de capitales o tome otras medidas en respuesta a la fuga de capitales o a una depreciación significativa del Peso, lo que podría limitar la capacidad de la Compañía de acceder a los mercados internacionales de capital. Tales medidas podrían generar tensiones políticas y sociales y socavar las finanzas públicas del Gobierno Argentino, como ha ocurrido en el pasado, lo que podría tener un efecto adverso en la actividad económica en Argentina y, en consecuencia, afectar negativamente el negocio de la Compañía y los resultados de sus operaciones, causando una caída en el valor de mercado de sus ADS.

Durante el año 2020, el Gobierno Argentino dispuso la intervención por un plazo de 60 días de una compañía privada que se encontraba en proceso de concurso preventivo en el marco de la Ley N° 24.522, así como el desplazamiento de los integrantes del directorio de dicha compañía, basado en que, en tanto se pretendía asegurar la continuidad de la empresa, la preservación de sus activos y de su patrimonio, la protección de los puestos de trabajo en peligro y evitar efectos dañinos sobre el mercado agroexportador y la economía en general, máxime en la situación de emergencia sanitaria del país, ampliada por el Decreto N° 260/20 en el marco de las emergencias dictadas por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva. Al momento de la publicación de este Prospecto, esa compañía continúa en proceso concursal y, paralelamente, se encuentra negociando con los bancos y sus principales acreedores una propuesta para poder saldar sus deudas y evitar continuar en el proceso falencial. Es posible que en el futuro el Gobierno Argentino vuelva a intentar disponer la intervención de esta o de otras empresas, así como la expropiación de compañías privadas. La Compañía no puede garantizar que el Gobierno Argentino no intentará intervenir y/o expropiar a la Sociedad, y tampoco puede predecir los efectos que la eventual intervención y/o expropiación de otras compañías, particularmente compañías del sector energético, pueda tener sobre la condición financiera de la Compañía, los resultados de sus operaciones y sus perspectivas de crecimiento.

Asimismo, el 15 de julio de 2021, el Gobierno Argentino dictó el Decreto N° 389/2021 que, entre otras medidas, derogó parcialmente las disposiciones relativas a la reestructuración de los activos del sector energético del Estado Nacional previstas en el Decreto N°882/17, en cuyo marco se realizó, entre otras, la venta y transferencia por parte de IEASA del fondo de comercio de la CTEB. Para mayor información, véase *“Información sobre la Emisora—Descripción de las*

María Agustina Montes
Delegada

Actividades y Negocios de Pampa Energía —El Negocio de Generación de Energía.” en el presente Prospecto. Al respecto, la Compañía no puede asegurar que en el futuro el Gobierno Argentino no inicie acciones o intente intervenir o disponer de los activos del Estado Nacional que hayan sido cedidos, vendidos y/o transferidos en el marco Decreto N°882/17, lo cual podría afectar de forma adversa el negocio, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía y, en particular los activos de CTB.

Si bien el DNU 70/2023 emitido por la actual administración busca desregular el comercio, los servicios y la industria en todo el territorio nacional y dejar 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, la Compañía no puede garantizar que las medidas que puedan ser adoptadas por el Gobierno Argentino no tendrán un efecto material adverso en la economía argentina y, como consecuencia, afectarán adversamente la condición financiera de la Compañía, los resultados de sus operaciones o causarán una disminución en el valor de mercado de sus ADS.

Las empresas argentinas podrían verse impedidas de efectuar sus pagos en Dólares

Actualmente, existen en Argentina ciertas restricciones que afectan el acceso al mercado libre de cambios (el “MLC”) por parte de las empresas para adquirir y atesorar moneda extranjera, transferir fondos fuera de la Argentina, realizar pagos al exterior y otras operaciones, requiriéndose en algunos casos la aprobación previa del BCRA.

Si bien es intención del actual Gobierno Nacional eliminar las restricciones al acceso al MLC, la Compañía no puede predecir cómo evolucionarán las restricciones cambiarias actuales ni las medidas futuras que podrían aplicarse, afectando en este sentido la capacidad de la Compañía de acceder al mercado de capitales internacional, la capacidad de la Compañía de efectuar pagos de capital e intereses de deuda y otros montos adicionales al exterior (incluyendo pagos relacionados con las Obligaciones Negociables, para el caso de la Compañía) o afectar de otra forma los negocios y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Los controles de cambios en un entorno económico en el que el acceso a los capitales locales está restringido podrían tener un efecto negativo en la economía y en las actividades de la Compañía, y, en particular, en la capacidad de la Compañía de efectuar pagos de capital y/o intereses sobre obligaciones contraídas en moneda extranjera. Para mayor información sobre los controles de cambio, véase “*Información Adicional – Controles de Cambio*” en el presente Prospecto.

El elevado gasto público podría traer aparejadas consecuencias negativas para la economía argentina

El gasto público se incrementó significativamente durante la última década. El Gobierno Argentino adoptó diversas medidas para financiar su elevado gasto público, incluyendo, entre otras, recurrir al BCRA y a la ANSES para fondear sus necesidades financieras y a implementar una política monetaria expansiva que llevó a un alto índice de inflación.

Según la información estadística publicada por el Ministerio de Economía, en diciembre de 2022 se registró un déficit primario de Ps. 502.128 millones, cerrando así el 2022 con déficit primario acumulado de Ps. 1.955.140,8 millones (2,4% del PBI). A su vez, en diciembre de 2023 se registró un déficit primario de Ps. 1.991.216 millones, cerrando así el 2023 con un déficit primario acumulado de Ps. 5.483.305,3 millones (-2,9% del PBI).

El Presidente Javier Milei ha declarado su intención de reducir el gasto público y lograr un equilibrio fiscal mediante la implementación de diversas medidas. Estas incluyen la reducción de gastos en obras públicas (mediante la propuesta de un “sistema de iniciativa privada”), la eliminación de transferencias discrecionales a las provincias (fondos transferidos por el gobierno nacional fuera del reparto de ingresos), la reducción de subsidios económicos (para electricidad, gas o transporte) y avanzar en la privatización de empresas públicas. Además, a través del Decreto N° 8/2023, el presidente introdujo una modernización del estado mediante la reducción de ministerios y estructuras del Gobierno Nacional a los fines de reducir el gasto público.

María Agustina Montes
Delegada

Como consecuencia de dichas medidas, en diciembre del 2023 el gasto primario del Sector Público Nacional se redujo en un 6,2% interanual en términos reales. Sin embargo, en el futuro, el déficit fiscal primario podría verse incrementado si el gasto público aumenta a un ritmo más acelerado que los ingresos del Gobierno Nacional. Un mayor déficit en las cuentas fiscales podría complicar aún más la capacidad del Gobierno Argentino de acceder a los mercados financieros a largo plazo y, al mismo tiempo, limitar más el acceso de las compañías argentinas a dichos mercados.

A la fecha de este Prospecto, no hay certezas acerca de los efectos que puedan llegar a tener las políticas que implemente la actual administración sobre la economía de la Argentina y, por ende, en los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

No existen certezas del efecto que tendrán las medidas que adoptará el Gobierno Argentino a fin de resolver la crisis del sector energético, en particular, los efectos que pudieran tener en nuestro negocio, posición financiera o resultado de nuestras operaciones

El sector energético fue uno de los sectores más perjudicados por las políticas económicas que el Gobierno Argentino adoptó desde la crisis de 2001 en adelante. En esa época se impuso un congelamiento de tarifas de gas natural y energía eléctrica, lo que llevó a que se desincentivasen las inversiones en el sector. El Gobierno Argentino trató de impulsar las inversiones subsidiando el consumo de energía, pero estas medidas fueron ineficaces y causaron un estancamiento tanto en la producción de petróleo y gas como en la generación, transmisión y distribución de electricidad, mientras que el consumo continuaba creciendo. La crisis energética llevó a un escenario de escasez. La respuesta del Gobierno Nacional fue aumentar las importaciones de energía, generando consecuencias adversas en la balanza comercial y las reservas internacionales del BCRA. A pesar de la sanción de precios estacionales incrementales para determinadas demandas, el precio estacional sancionado no llegó a cubrir los costos de generación del sistema, requiriendo transferencias del Estado Nacional para que CAMMESA satisfaga los pagos a los agentes acreedores del MEM.

A partir del Decreto N°332/2022, el Gobierno Nacional determinó un régimen de segmentación de subsidios a usuarios residenciales de los servicios públicos de energía y gas natural, definiendo tres segmentos de usuarios residenciales con niveles de subsidios diferenciados de acuerdo a sus ingresos (Nivel 1 – Mayores Ingresos; Nivel 2 – Menores Ingresos; y Nivel 3 – Ingresos Medios). Posteriormente, la SE dictó la Resolución N°627/2022 mediante la cual determinó la necesidad de modificar los valores para el MEM para el periodo comprendido entre el 1° de septiembre y el 31 de octubre de 2022, aprobándose en consecuencia la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia y el Precio Estabilizado de la Energía en el MEM, dentro de dicho período, correspondiente a la demanda de energía eléctrica declarada por los agentes distribuidores y/o prestadores del servicio público de distribución del MEM destinada a abastecer a sus usuarios residenciales y de demanda general de energía eléctrica, o por otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del agente distribuidor. Finalmente, el ENRE a través de las Resoluciones N° 783 y N° 784, aprobó los cuadros tarifarios a aplicar a los usuarios de las empresas EDENOR y EDESUR, ascendiendo el valor de la tarifa media a partir del 1 de noviembre de 2023 a \$22,327/kWh y \$21,899/kWh, respectivamente para cada distribuidora de energía.

La falta de adopción de nuevas medidas para corregir los problemas en la generación, transporte y distribución de energía en la Argentina podría afectar adversamente la situación económica de la Argentina y los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía. Pampa Energía no puede garantizar que el Gobierno Argentino no adopte medidas que tengan un efecto adverso sobre los negocios de la Compañía y/o que las medidas que adopte el Gobierno Argentino resulten suficientes para restaurar la producción de energía en la Argentina.

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

En febrero de 2011, el entonces Ministerio de Industria de la Nación dictó la Resolución N° 45/11 por medio de la cual, entre otros temas, resolvió extender la aplicación del sistema de licencias no automáticas respecto de la importación de productos que el Ministerio de Industria considera que son de lujo o que compiten de manera desleal con la producción local en el entendimiento de que dicha producción nacional era capaz de satisfacer la demanda interna. Con fecha 25 de

María Agustina Montes
Delegada

enero de 2013 y por medio del Decreto 11/13, el Ministerio de Economía derogó la Resolución N° 45/11 poniendo fin al mecanismo que obligaba a los importadores a tramitar un certificado de autorización para ingresar ciertos productos al país.

El 8 de enero de 2020, la Secretaría de Industria, Economía del Conocimiento y Gestión Comercial Externa del Ministerio de Desarrollo Productivo emitió la Resolución (SIECGCE) N° 1/20 por medio de la cual se incorporaron nuevas partidas arancelarias que deberán tramitar licencias no automáticas, se modificaron los formularios para la solicitud de licencias de importación y estableció como autoridad de aplicación a la Subsecretaría de Política y Gestión Comercial de la Secretaría de Industria, Economía del Conocimiento y Gestión Comercial Externa. En los años posteriores estas restricciones se vieron profundizadas por diferentes medidas del Gobierno Argentino.

Recientemente el Gobierno nacional ha modificado el sistema de importaciones, reemplazando el sistema conocido como "SIRA" por el Sistema Estadístico de Importaciones (SEDI), eliminando licencias y permisos para importar. Esta medida buscó eliminar trabas basadas en la discrecionalidad, reduciendo posibles casos de corrupción y alineándose con estándares internacionales de la Organización Mundial del Comercio. La Resolución N° 5466/23 establece que los importadores deberán completar una Declaración Jurada en el sitio de AFIP, bajo el apartado SEDI. Si bien se suprimieron los bloqueos de la Secretaría de Comercio, se mantienen aquellos relacionados con la seguridad y salubridad de las mercaderías. Además, se abordan temas de deuda comercial con proveedores extranjeros mediante el establecimiento de un padrón y la implementación del "Bono para la Reconstrucción de una Argentina Libre" (Bopreal). Este enfoque busca ordenar el flujo de comercio exterior y resolver la deuda acumulada, siendo complementado por la Comunicación "A" 7917 del BCRA sobre los plazos de pago de importaciones realizadas desde diciembre de 2023 (para más información ver "Información Adicional – Controles de Cambio" de este Prospecto).

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

La economía y las finanzas públicas argentinas podrían verse adversamente afectadas como consecuencia de la caída en los precios internacionales de los principales productos primarios de exportación de la Argentina

El mercado de los *commodities* se caracteriza por su alta volatilidad. Pese a ello, las exportaciones de productos primarios de la Argentina han contribuido significativamente a los ingresos del Gobierno Nacional. Como consecuencia de ello, la economía argentina ha permanecido relativamente dependiente del precio de sus exportaciones (principalmente agrícolas y, fundamentalmente, la soja). Esto ha generado una vulnerabilidad de la economía argentina ante las fluctuaciones de los precios de los *commodities* y frente a factores climáticos que puedan tener un efecto adverso en la agricultura. Por ejemplo, durante 2018 la Argentina experimentó una gran sequía (que se presume fue la mayor sequía sufrida por el país en los últimos 50 años). Los efectos de esta sequía en la agricultura causaron significativos problemas económicos en el país, con caídas en la cosecha de soja y de maíz que implicaron pérdidas de US\$ 6.000 millones. Asimismo, en julio de 2021 se declaró el "Estado de Emergencia Hídrica", en virtud del déficit de precipitaciones en las cuencas brasileñas del río Paraná, río Paraguay y río Iguazú. La bajante en estas cuencas afectó gravemente el abastecimiento de agua potable, generación de energía hidroeléctrica, navegación, operaciones de puerto y distintas actividades económicas vinculadas a ellas. En los últimos cuatro meses del año 2022, Argentina experimentó una precipitación que solo alcanzó el 44% de la precipitación media esperada para ese período. A pesar de esta situación de sequía, a la fecha del presente Prospecto, se observa una reducción en la superficie afectada por sequía severa en comparación con el año 2022.

La caída sostenida en el tiempo de los precios internacionales de los principales productos primarios exportados por Argentina, o cualquier evento o condición climática futura que pueda tener un efecto adverso en la agricultura, podría afectar negativamente el nivel de ingresos del Gobierno Argentino y su capacidad de cumplir con los pagos de la deuda pública, generando eventualmente presiones recesivas o inflacionarias, afectando así los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

María Agustina Montes
Delegada

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

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

A través del DNU 70/2023 se realizaron varias reformas a los fines de flexibilizar las regulaciones laborales y alivianar los costos operativos de los empleadores. Dentro de estas medidas, se destacan las siguientes: la simplificación registral para la contratación laboral; la promoción del trabajo no dependiente y extensión del período de prueba; la flexibilización de las condiciones de trabajo en materia de jornada, licencias, liquidación de salarios y teletrabajo; la reducción de costos indemnizatorios y especificación de causales de despido por acciones directas (como bloqueos, toma de establecimiento y daños a la propiedad); la incorporación de actividades de importancia trascendental para garantizar servicios mínimos; el desaliento de los juicios laborales y reducción de sus costos mediante el establecimiento de una tasa de interés razonable; se facilita a las PYMES el pago de condenas en cuotas; y la derogación de las multas por trabajo no registrado.

Sin perjuicio de que el capítulo IV del DNU 70/2023 ha sido objeto de numerosas medidas cautelares que han suspendido su aplicación para casos concretos, la Compañía no puede garantizar cómo podrían afectar dichas medidas en materia laboral a los resultados de las operaciones de la Compañía (para más información véase *"Pampa Energía emplea una amplia fuerza de trabajo sindicalizada y podría quedar sujeta a medidas de fuerza de sus trabajadores, incluidos los ceses de actividades laborales que podrían tener un efecto adverso significativo sobre su negocio"* en este Prospecto).

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

A la fecha de este Prospecto, hay varias investigaciones en curso sobre denuncias de lavado de dinero y corrupción que está llevando a cabo la Fiscalía Federal de Argentina que han impactado negativamente en la economía y en el ambiente político argentino. Dependiendo de los resultados de dichas investigaciones y del tiempo que lleve concluir las, las compañías involucradas podrían enfrentar, entre otras consecuencias, una disminución de su calificación crediticia, ser objeto de demanda por parte de inversores en su patrimonio y títulos de deuda, así como experimentar restricciones al financiamiento a través del mercado de capitales, lo cual probablemente produzca una reducción en sus ingresos. Estos efectos negativos podrían obstaculizar la capacidad de esas compañías para cumplir sus actividades operativas y obligaciones financieras. Atento a lo mencionado anteriormente, el número de proveedores disponibles para nuestras operaciones podría verse afectado y, como tal, tener un impacto en nuestra actividad y nuestros resultados.

A los fines de investigar posibles casos de corrupción correspondientes a funcionarios nacionales y provinciales por enriquecimiento ilícito e incrementos patrimoniales, el actual Presidente de la Argentina decidió impulsar la creación de una fiscalía especial a cargo de dichas investigaciones.

La Compañía no puede garantizar que la posible implementación de nuevas medidas por parte del actual Gobierno Argentino tendrá éxito en detener el deterioro institucional y la corrupción, ni los efectos que las investigaciones podrían tener en la economía argentina y consecuentemente en los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Cualquier baja en la calificación crediticia o en la perspectiva de calificación de Argentina o de la Compañía podría afectar negativamente tanto la calificación como el precio de mercado de los ADS y las acciones de la Compañía

La deuda a largo plazo de Argentina denominada en moneda extranjera, a la fecha del presente Prospecto, está calificada como "Ca (Estable)" por Moody's, "CCC- (Estable)" por S&P y "C" por Fitch.

María Agustina Montes
Delegada

El 24 de junio de 2021, el Morgan Stanley Capital Index anunció que la economía argentina abandonararía la categoría de “mercado emergente” que ocupaba desde 2019, y que se ubica en la categoría de “Standalone”.

Por su parte, a Pampa Energía y a sus subsidiarias también se les asignan calificaciones crediticias, las cuales se basan en información suministrada por Pampa Energía u obtenida por agencias de calificación de riesgo a partir de fuentes independientes. Dichas calificaciones también reciben influencia de las calificaciones crediticias de los bonos del Gobierno Argentino y las opiniones generales relacionadas con el sistema financiero argentino considerado en su conjunto.

Una baja en la calificación, suspensión o retiro de las calificaciones crediticias de Pampa Energía podría dar origen a las siguientes consecuencias, entre otras: (i) un incremento de los costos de financiación y otras dificultades relacionadas con la recaudación de fondos; (ii) la necesidad de brindar una garantía adicional en relación con las operaciones del mercado financiero; y (iii) la rescisión o cancelación de los acuerdos existentes.

En este sentido, la Compañía no puede garantizar que sus calificaciones o la perspectiva de calificación de Argentina se mantengan estables teniendo en cuenta la situación actual del sistema financiero y energético argentino. Como resultado, el negocio, la situación patrimonial, los resultados de las operaciones y el precio de mercado de los ADS y las acciones de la Compañía podrían verse sustancial y adversamente afectados. Para mayor información, véase “*Descripción de la Deuda -Calificación Crediticia*”.

Riesgos relacionados con la Compañía

Pampa Energía opera una parte importante de su negocio a través de contratos de concesiones públicas otorgados por el Gobierno Argentino, cuya revocación o rescisión podría tener un efecto adverso significativo

Pampa Energía lleva adelante una parte importante de sus negocios a través de contratos de concesiones públicas otorgados por el Gobierno Argentino. Estas concesiones contienen varios requisitos relacionados con la operación de dichos negocios y el cumplimiento de leyes y regulaciones. El cumplimiento de las obligaciones de Pampa Energía bajo los contratos de concesión está asegurado habitualmente por prendas sobre las participaciones de Pampa Energía en las sociedades concesionarias, a favor del Gobierno Argentino. Por lo tanto, ante la ocurrencia de ciertos eventos de incumplimiento especificados bajo los contratos de concesión, el Gobierno Argentino podría ejecutar la prenda de la concesionaria y vender las participaciones de Pampa Energía en dicha concesionaria a terceras partes. Dicha venta podría afectar negativamente la capacidad de Pampa Energía de operar una parte significativa de su negocio y, como consecuencia, los resultados de las operaciones se verían sustancial y adversamente afectados.

Asimismo, las concesiones de Pampa Energía prevén generalmente su terminación en caso de insolvencia o quiebra de la concesionaria. Si alguna de las concesiones de Pampa Energía fuere terminada o el Gobierno Argentino ejecutase su prenda sobre las participaciones en alguna de las compañías concesionarias de Pampa Energía, dichas compañías no podrían continuar operando como empresa en marcha y, a su vez, ello podría afectar sustancial y adversamente el resultado de las operaciones de Pampa Energía, incluyendo la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento.

En relación con el negocio de la generación de energía, se destaca que, de no renovarse, en el año 2024 se producirá el vencimiento de los plazos de las concesiones de HINISA e HIDISA. En dicho caso, los activos relacionados con dichas concesiones deberán revertirse los bienes a la concedente. A la fecha no hay certezas sobre las medidas a tomar por el gobierno nacional y provincial respecto a la continuidad de las concesiones y/o su relicitación. En la misma situación se podría encontrar HPPL al término de su concesión en 2029.

En relación al negocio de producción de gas y petróleo, se destaca que La Ley de Hidrocarburos establece que las concesiones de petróleo y gas permanecerán vigentes durante 25, 30 o 35 años, según la concesión, a partir de la fecha de su adjudicación, y prevé además que el plazo de concesión se prorrogue por períodos de 10 años adicionales, sujeto a los términos y condiciones aprobados por el otorgante en el momento de la prórroga. La facultad para prorrogar los

María Agustina Montes
Delegada

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

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

El incumplimiento de las mencionadas obligaciones puede dar lugar a la imposición de multas y en el caso de incumplimientos sustanciales, tras el vencimiento de los períodos de subsanación aplicables, la revocación de la concesión o del permiso.

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

El rendimiento de la Compañía depende ampliamente de la contratación y retención de personal

El rendimiento actual y futuro y la operación del negocio de Pampa Energía dependen de los aportes de su alta gerencia, el equipo capacitado de ingenieros y otros empleados. Por lo tanto, Pampa Energía depende de su capacidad para atraer, capacitar, motivar y retener personal de gerencia y especializado clave con las habilidades y experiencias necesarias. No puede garantizarse que Pampa Energía podrá retener y atraer personal clave y el reemplazo de cualquier personal clave que se desvincule podría ser difícil y llevar tiempo. La pérdida de experiencia y los servicios del personal clave o la incapacidad de contratar reemplazos adecuados y personal adicional podrían tener un efecto adverso significativo sobre su negocio, la situación patrimonial y los resultados de sus operaciones.

Pampa Energía emplea una amplia fuerza de trabajo sindicalizada y podría quedar sujeta a medidas de fuerza de sus trabajadores, incluidos los ceses de actividades laborales que podrían tener un efecto adverso significativo sobre su negocio

Muchas de las operaciones de la Compañía son altamente intensivas en mano de obra y requieren una gran cantidad de trabajadores, estando la mayoría de los sectores en los que opera la Compañía sindicalizados. La mayoría de los empleados de la Compañía están afiliados a sindicatos. Si bien las relaciones con los sindicatos han sido históricamente estables, no se puede garantizar que la Compañía no experimentará ceses de actividades o huelgas en el futuro, lo que podría tener un efecto adverso significativo en las actividades e ingresos de Pampa Energía. Esto se debe a, entre otros, los acuerdos colectivos de trabajo que se negocian anualmente. Si la Compañía no pudiera negociar acuerdos salariales o mantener los términos acordados en los acuerdos que fueran suscriptos o si quedara sujeta a huelgas o ceses de actividades laborales, ello podría afectar significativamente y adversamente los resultados de sus operaciones, la situación patrimonial y la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento.

María Agustina Montes
Delegada

En caso de accidentes o incidentes no cubiertos por sus pólizas de seguro, Pampa Energía podría enfrentar pérdidas significativas que podrían tener un efecto adverso significativo sobre su negocio y los resultados de sus operaciones

Pampa Energía está cubierta por pólizas de seguro que guardan conformidad con los estándares de la industria en cada uno de sus diferentes segmentos de negocios. Si bien Pampa Energía considera que su cobertura de seguro es consistente con los estándares internacionales de la industria de los negocios de la Compañía, no puede garantizarse la existencia o suficiencia de una cobertura por cualquier riesgo o pérdida. Si se produjera un accidente o cualquier otro hecho que no estuviera cubierto por las actuales pólizas de seguro en cualquiera de los segmentos de negocios, Pampa Energía podría experimentar pérdidas sustanciales o verse obligada a desembolsar montos considerables de sus propios fondos, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre las ganancias netas o la situación patrimonial general o en la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento.

Pampa Energía lleva a cabo una parte de sus operaciones a través de joint ventures y, en caso de no continuar con dichos joint ventures o de no resolver cualquier desacuerdo significativo con sus socios, ello podría tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estas operaciones

Pampa Energía lleva a cabo parte de sus operaciones a través de joint ventures y, como resultado, la continuidad de dichos joint ventures resulta vital para el éxito de Pampa Energía. En caso de que cualquiera de sus socios decidiera poner fin a su relación con Pampa Energía en cualquiera de dichos joint ventures o vender su participación en dichos joint ventures, es posible que Pampa Energía no pueda reemplazarlo u obtener la financiación necesaria para comprar la participación de su socio. Además, en algunos casos, como por ejemplo con Transener y TGS, Pampa Energía no puede adquirir las participaciones de sus socios bajo las normas argentinas aplicables. Como resultado de ello, la discontinuidad de algunos de sus joint ventures o la falta de resolución de desacuerdos con sus socios podría afectar en forma adversa la capacidad de Pampa Energía de operar el negocio objeto de dicho joint venture, lo que tendría a su vez un efecto negativo sobre la situación patrimonial y los resultados de las operaciones y la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento.

La Compañía y sus subsidiarias son y podrían ser parte de diversas acciones legales que podrían resultar en decisiones desfavorables en su contra

La Compañía y sus subsidiarias son y podrían ser parte de una serie de acciones legales, algunas de las cuales están pendientes desde hace varios años. No existe certeza de que estos o futuros reclamos serán resueltos a favor de Pampa Energía, y la respuesta a las exigencias de los litigios podría desviar el tiempo y la atención de la gerencia y los recursos económicos de Pampa Energía. Para mayor información véase “*Procedimientos Legales de la Compañía*”.

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

Pampa Energía depende del funcionamiento eficiente e ininterrumpido del procesamiento de datos de internet, de las redes y plataformas de comunicación e intercambio de información, incluyendo los sistemas relacionados con el negocio (tales como el sistema de control y adquisición de datos y DCS Software, Inc.). En general, los riesgos de seguridad de la información han aumentado en los últimos años como resultado de la proliferación de las nuevas tecnologías y una mayor sofisticación y actividades de ciberataques. A través de parte de los negocios de Pampa Energía, se han conectado más equipos y sistemas a internet. Asimismo, Pampa Energía depende de tecnología digital incluyendo información de

María Agustina Montes
Delegada

sistemas para procesar información financiera y operativa, análisis de información sísmica y de perforación y estimaciones de reservas de petróleo y gas.

Asimismo, una parte de nuestros activos de generación están conectados a los sistemas de los tecnólogos correspondientes a efectos de su operación y/o mantenimiento. Un ataque a las instalaciones de dichos terceros puede afectar nuestra operación y/o afectar nuestros activos.

Debido al crecimiento exponencial de delitos de ciberseguridad a nivel mundial, se intensificó el trabajo de concientización de nuestros colaboradores sobre los riesgos relacionados con la seguridad de la información, promoviendo el uso responsable de los recursos tecnológicos y fortaleciendo a las áreas de operación de nuestros activos. Particularmente, se realizaron cuatro simulacros de ataques controlados a los fines de alertar a los colaboradores de las acciones que podrían comprometer a la Compañía.

Durante 2022, la Compañía llevó a cabo las siguientes medidas: (i) realizó por quinto año consecutivo un plan anual de capacitación de ciberseguridad para todos sus empleados con el objetivo de profundizar en la concientización y aprendizaje respecto a los riesgos, amenazas y buenas prácticas de seguridad de la información, donde se realizaron diferentes iniciativas interactivas en relación con los riesgos, amenazas y buenas prácticas en materia de seguridad; (ii) se realizó nuevamente una evaluación de ciberseguridad sobre nuestros activos con el fin de determinar el nivel de madurez actual, respecto al último realizado en 2021. En 2022 se pudo evidenciar un crecimiento sostenido dado que se pasó de un nivel Medio-Bajo a un nivel Medio de acuerdo con las métricas del NIST Cybersecurity Framework); (iii) de acuerdo a las recomendaciones que surgieron durante la última evaluación, se priorizaron los proyectos que componen el plan plurianual con el fin de posicionar y mantener la ciberseguridad de Pampa a la par de las mejores prácticas de la industria de clase mundial; (iv) Se trabajó en planes de recuperación ante desastres tanto para los ambientes administrativos como de control, con el fin de estar preparados y recuperar la operación ante eventuales siniestros que puedan poner en vilo el normal funcionamiento de la compañía; y (v) se comenzó a desarrollar un proceso para la gestión de incidentes de seguridad, para poder identificar, administrar, registrar y analizar las amenazas o incidentes de seguridad ocurridos en la organización. Este proceso busca ofrecer una visión sólida y completa de cualquier problema de ciberseguridad tanto los ambientes administrativos como de control.

Durante 2022 hemos sido objetivo de diferentes amenazas de ciberseguridad, pero las mismas no resultaron en una pérdida significativa o un impacto negativo en nuestras operaciones dado que ningún intento de ataque logró su objetivo debido a las medidas implementadas por la Compañía respecto a la infraestructura implementada y la concientización de los usuarios. Durante el año 2023 no hemos sido objeto de amenazas de ciberseguridad ni hemos sido víctimas de ningún ataque de este estilo. El riesgo y la exposición de la Compañía a estos hechos no puede ser calculado ni mitigado completamente debido, entre otras cosas, a la evolución y la naturaleza de estas amenazas.

A causa de la naturaleza crítica de la infraestructura de Pampa Energía y una mayor accesibilidad permitida a través de la conexión a internet, Pampa Energía podría enfrentarse a un mayor riesgo de incidentes de ciberseguridad, tales como "Ransomware", fraude, "phishing", robo de identidad y otras interrupciones que podrían afectar negativamente la seguridad de la información que se almacena y transmite a través de los sistemas informáticos y la red de Pampa Energía. En caso de que se produjera un ciberataque, Pampa Energía podría experimentar una interrupción de sus operaciones comerciales, daños materiales y el robo de información de clientes; una pérdida sustancial de ingresos, sufrir costos de respuesta y otras pérdidas económicas; y podría quedar sujeta a una mayor regulación y litigios afectando asimismo su reputación.

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

María Agustina Montes
Delegada

y un ciberataque (tanto en nuestras instalaciones como en las instalaciones de terceros) podría afectar adversamente el negocio, los resultados de las operaciones, la información y la situación patrimonial de Pampa Energía.

Las operaciones de Pampa Energía podrían provocar riesgos ambientales. Cualquier cambio en las leyes ambientales podría aumentar sus costos operativos

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

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

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

La Compañía y/o las empresas del Grupo Pampa Energía podrían aumentar su endeudamiento a fin de implementar proyectos de inversión para expandir su actividad

Algunos de los proyectos de inversión de la Compañía y/o de las empresas del Grupo Pampa pueden requerir la constitución de garantías, ya sea de terceros o garantizados por Pampa Energía, incurriendo en un endeudamiento adicional garantizado. Por lo cual, si la Compañía se declarase en quiebra o fuese liquidada, los prestamistas garantizados tendrán prioridad sobre los reclamos de pago de las Obligaciones Negociables en la medida de los activos que constituyan su garantía. Si quedaran activos luego del pago de los prestamistas garantizados, esos activos podrían resultar insuficientes para satisfacer los créditos de los tenedores de las Obligaciones Negociables y otra deuda no garantizada, así como los créditos de otros acreedores generales quienes tendrán derecho a participar a prorrata con los tenedores de Obligaciones Negociables.

Una parte de la deuda financiera pendiente de la Compañía incluye cláusulas de aceleración por quiebra, concursos preventivos y expropiación, por lo cual podríamos estar obligados a reembolsar la totalidad de nuestra deuda ante la ocurrencia de tales eventos

A la fecha de este Prospecto, ciertos sucesos de expropiación y de sentencias adversas con respecto a nuestra Compañía pueden constituir un evento de incumplimiento que, si se declara, podría desencadenar la aceleración de las obligaciones de la Compañía de conformidad a cierto endeudamiento relevante y exigir el reembolso inmediato de toda la deuda acelerada. Adicionalmente, una parte significativa de la deuda financiera pendiente de la Compañía incluye ciertos eventos de incumplimiento relacionados con el concurso preventivo y la quiebra. Si no pudiésemos cumplir con ciertas obligaciones de pago como resultado de una situación financiera particular y si se cumplen los requisitos establecidos en la Ley de Concursos y Quiebras N° 24.522, la Compañía podría solicitar su propio concurso preventivo, o cualquier acreedor, o incluso la Compañía, podrían solicitar la quiebra. Además, algunas deudas financieras pendientes de la Compañía también incluyen provisiones por incumplimiento cruzado o provisiones de aceleración cruzada que podrían hacer que toda nuestra deuda sea acelerada si la deuda que contiene las causales de aceleración mencionadas pasa a

María Agustina Montes
Delegada

incumplimiento o se acelera. En tal caso, la Compañía espera buscar activamente exenciones formales de los acreedores financieros correspondientes para evitar dicha potencial situación, pero en el caso de que esas exenciones no sean obtenidas oportunamente y se requiera un repago inmediato, podríamos enfrentar problemas de liquidez a corto plazo que podrían afectar adversamente nuestros resultados de operación y nuestra capacidad para pagar las deudas a su vencimiento.

Los pactos en el endeudamiento de la Compañía podrían restringir adversamente su flexibilidad financiera y operativa

Los términos del endeudamiento actual de la Compañía contienen disposiciones que limitan la capacidad de la Compañía de crear gravámenes, incurrir en deuda adicional, disponer de sus activos, pagar dividendos o consolidar, fusionar o vender parte de sus negocios. Las restricciones pueden limitar la capacidad de operar el negocio de la Compañía y pueden prohibir o limitar la capacidad de mejorar operaciones o aprovechar las oportunidades de negocios potenciales a medida que surjan. El incumplimiento de cualquiera de dichas disposiciones podría resultar en un incumplimiento de la deuda correspondiente. La capacidad de la Compañía para cumplir con estos convenios puede verse afectada por eventos fuera de su control, incluidas las condiciones económicas, financieras e industriales vigentes y la renegociación de concesiones y licencias utilizadas en sus negocios.

El negocio de la Sociedad está sujeto a riesgos derivados de desastres naturales, accidentes catastróficos y ataques terroristas. El mismo está sujeto también al riesgo de fallas mecánicas o eléctricas, y cualquiera de estos podría afectar la capacidad de la Compañía de cumplir con nuestros compromisos contractuales, pudiendo generar un efecto adverso en el negocio, resultado de las operaciones y situación financiera de Pampa Energía

Las plantas de generación, gasoductos, yacimientos petrolíferos, plantas petroquímicas, sistemas de transporte, instalaciones de procesamiento y la infraestructura de terceros de la cual dispone la Sociedad en ciertos casos pueden verse dañados por inundaciones, incendios y otros tipos de catástrofes, ya sea por causas naturales o humanas, tanto accidentales como dolosas. La Sociedad podría experimentar interrupciones del negocio, caídas significativas en los ingresos producto de una baja en la demanda a razón de eventos catastróficos o mayores costos para la Sociedad producto de daños no asegurados. Podría existir un lapso de tiempo significativo entre el acaecimiento del accidente, el evento catastrófico o el ataque terrorista y la cobertura definitiva del daño por las pólizas de seguro contratadas por la Sociedad, las cuales típicamente implican montos deducibles no recuperables, y que en la mayoría de los casos están sujetos a topes de indemnización. A su vez, cualquiera de estos eventos puede causar efectos adversos en la demanda del gas natural de alguno de los clientes y consumidores de la Compañía, generalmente en el mercado afectado. Estas consideraciones, entre otras, pueden afectar adversamente el negocio, el resultado de operaciones y la situación financiera de la Sociedad. A su vez, los activos de la Sociedad se encuentran sujetos al riesgo de fallas mecánicas y pueden experimentar largos períodos de indisponibilidad, afectando así la capacidad de la Sociedad de cumplir las obligaciones contractuales. Cualquier indisponibilidad no planeada de los sistemas de transporte e instalaciones de procesamiento de gas podrían afectar adversamente el negocio, el resultado de las operaciones, la situación financiera y la habilidad de la Compañía de cumplir con nuestros compromisos contractuales, por lo que la Compañía podría sufrir multas y/o penalidades ante dicho incumplimiento.

El cambio climático, la transición energética y el marco regulatorio que se promueva a tales fines, podrían afectar los negocios, los resultados de las operaciones y la condición financiera de Pampa Energía

A nivel mundial el cambio climático plantea nuevos desafíos para la industria energética, siendo el mismo y sus efectos adversos una preocupación común de toda la humanidad. En consecuencia, las Naciones Unidas y varios países han adoptado, o están evaluando la adopción de nuevas medidas y/o requisitos regulatorios para la mitigación o reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (“GEI”) en la atmósfera, como los impuestos al carbono, el aumento de los estándares de eficiencia o la adopción de regímenes de límites máximos y comerciales. Asimismo, una acción de mitigación que implica un cambio radical en los modelos de desarrollo es la transición desde el uso de fuentes de energía convencionales hacia el uso de fuentes de energías renovables, las cuales reducen la contaminación ambiental, contribuyendo al desarrollo sustentable y evitando el calentamiento global dado que sus emisiones de GEI suelen ser muy bajas.

María Agustina Montes
Delegada

Los riesgos asociados con el cambio climático implican eventos climáticos severos; riesgos legales y regulatorios; riesgo de mercado; riesgo reputacional con los inversores; menor consumo de combustibles fósiles; y transiciones energéticas en la economía global hacia una matriz energética más baja en carbono con la inclusión de productos sustitutos de los combustibles fósiles y un mayor uso de la electricidad, pudiendo causar un impacto negativo en la demanda de nuestros productos a largo plazo, poniendo en peligro o afectando adversamente la implementación y operación de los negocios, los resultados de las operaciones y la condición financiera de la Compañía.

El Gobierno Argentino está llevando a cabo distintas estrategias para combatir el cambio climático que cuentan con la ayuda del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. Por ejemplo, en 2006, la Ley No. 26.190, y sus modificatorias, estableció un marco legal que promueve el incremento de la participación de las energías provenientes de recursos renovables en el consumo eléctrico en Argentina. Asimismo, en 2019, el Gobierno Argentino se enfocó en implementar políticas, programas y proyectos con el fin de prevenir, mitigar o reducir el impacto asociado al cambio climático. Si el Gobierno Argentino adoptará medidas adicionales, dichas medidas podrían generar mayores costos de producción, impactando negativamente en la competitividad de la Compañía. Asimismo, pueden modificar la demanda de hidrocarburos hacia fuentes relativamente bajas en carbono, como las energías renovables. Para mayor información, véase, “*Información sobre la Emisora – Descripción del Sector en el que se Desarrolla su Actividad - El Sector Energético de Argentina – Marco Regulatorio de la Electricidad*”. No podemos asegurar que otras regulaciones o medidas que puedan ser adoptadas por el Gobierno Argentino no tendrán un efecto adverso en nuestros negocios y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Por otra parte, el avance y los desafíos de la transición energética podrían tener un efecto adverso significativo para la Compañía si es incapaz de acompañar el ritmo de la transición energética a nivel global y de sus recursos hacia fuentes energéticas y recursos eficientes para abordar las preocupaciones relacionadas con el cambio climático podría tener un efecto material adverso en los resultados de las operaciones y la condición financiera de la Compañía.

Las actividades de la Compañía podrían verse afectadas en forma adversa por hechos acaecidos en otros países en los que lleva a cabo sus actividades

América Latina es una región que ha experimentado una significativa volatilidad económica, social, política y regulatoria. En períodos recientes, muchos gobiernos de América Latina han tomado medidas a fin de ejercer un mayor control o aumentar su participación en los ingresos provenientes del sector energético, incentivados por los crecientes precios del petróleo y gas y por políticas nacionalistas.

El nivel de intervención gubernamental en los países de América Latina ha afectado adversamente el negocio y el resultado de las operaciones de la Compañía. Bajo estos acuerdos, se han impuesto límites temporales a ciertas exportaciones de gas natural para evitar una crisis en el suministro local de gas natural, lo que priva a la Compañía de percibir precios más altos en los mercados internacionales.

Las autoridades nacionales de defensa de la competencia podrían decidir no aprobar la adquisición del fondo de comercio de la CTEB y/o de la adquisición de la participación en la concesión convencional Rincón de Aranda

Con fecha 29 de mayo de 2019, Pampa, luego de haber hecho una oferta conjunta, recibió una notificación de IEASA, en la cual Pampa, a través de su subsidiaria, Pacogen e YPF, resultaron adjudicatarias de la Licitación Pública Nacional e Internacional N° CTEB 02/2019, la cual fue lanzada mediante la Resolución N° 160/19 de la Secretaría de Gobierno de Energía, relativa a la venta y transferencia por parte de IEASA del fondo de comercio de la CTEB (la “Transacción CTB”). El día 26 de junio de 2019, habiéndose cumplido las condiciones precedentes a las que se encontraba sujeta esta transacción, se perfeccionó la venta y transferencia por parte de IEASA de CTEB a CTB, sociedad co-controlada por las Adjudicatarias, subsidiaria de Pampa. A la fecha del presente Prospecto, la Transacción CTB no ha sido aprobada por las autoridades de defensa de la competencia. En el caso que la Transacción CTB no sea aprobada, el negocio, la situación

María Agustina Montes
Delegada

patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía podrían verse sustancial y adversamente afectados, pudiendo incluso la Compañía verse obligada a revertir la Transacción CTB y remover todos sus efectos.

Asimismo, en caso de que la adquisición de la participación en la concesión convencional Rincón de Aranda no sea aprobada por la Comisión de Defensa de la Competencia, la Compañía podría verse obligada a revertir dicha transacción.

Las garantías que pudieran ser otorgadas por la Compañía a sus afiliadas podrían ser ejecutadas, lo cual podría tener un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de la Compañía

La Compañía se encuentra facultada para garantizar el cumplimiento en tiempo y forma de obligaciones de pago y comerciales de algunas de sus afiliadas. En caso de que dichas afiliadas no cumplan con las obligaciones asumidas, las garantías que pudieran ser otorgadas por la Compañía podrían ser ejecutadas de conformidad con los términos y condiciones de las mismas.

A la fecha del presente Prospecto, la Compañía no se encuentra garantizando ninguna obligación de ninguna subsidiaria del Grupo Pampa. Sin perjuicio de ello, la Compañía no puede asegurar que esto no ocurra en el futuro y que no ocurran incumplimientos que impacten en la ejecución de dichas garantías. En caso de ocurrir, tales situaciones podrían, además, tener un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de la Compañía.

Riesgos relacionados a nuestro negocio de Generación de Energía

Riesgos relacionados con el sector eléctrico

El Gobierno Argentino ha intervenido en el sector eléctrico en el pasado, y podría continuar haciéndolo en el futuro

Históricamente, el Estado Nacional ha ejercido una influencia significativa sobre la economía, incluyendo el sector energético, y empresas como Pampa Energía que operan en el mencionado sector lo han hecho en un contexto altamente regulado que apunta principalmente a garantizar el abastecimiento de la demanda interna. Para hacer frente a la crisis económica argentina en 2001 y 2002, el Gobierno argentino adoptó la Ley de Emergencia Pública N° 25.561 y otras normas, que introdujeron una serie de modificaciones significativas en el marco regulatorio aplicable al sector eléctrico. Estos cambios afectaron significativamente a las empresas de generación, distribución y transmisión de electricidad. Para mayor información véase *“Información sobre la Emisora – Descripción del Sector en el que se Desarrolla su Actividad - El Sector Energético de Argentina – Marco Regulatorio de la Electricidad”*.

A lo largo de los años, el Gobierno Argentino adoptó varias medidas en relación con las tarifas de los servicios públicos. A fines de 2019 fue promulgada la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, que, entre otras medidas, estableció un congelamiento de 180 días en las tarifas de energía y gas natural y el relanzamiento de una revisión tarifaria integral, permitiendo la intervención del Poder Ejecutivo en los entes reguladores (ENRE y ENARGAS). Asimismo, fue emitida la Resolución SE N° 31/2020, la cual estableció precios denominados en Pesos (anteriormente denominados en Dólares) y redujo dichos precios en diferentes proporciones según la tecnología. En octubre de 2023, la SE emitió la Resolución N° 869/23, que modificó el esquema de remuneración del segmento de generación de energía. Para mayor información véase, *“Información sobre la Emisora – Descripción del Sector en el que se Desarrolla su Actividad - El Sector Energético de Argentina – Marco Regulatorio de la Electricidad”*.

Posteriormente, el 21 de mayo de 2021 la Resolución SE N° 440/21 modificó la Resolución SE N° 31/20 y estableció un incremento en el precio spot de la electricidad para ingresos de generadores en un 29%. Asimismo derogó la aplicación del mecanismo de ajuste establecido en la resolución anterior. El nuevo precio aplicaba a partir de febrero de 2021, siempre que el generador haya desistido de cualquier reclamo administrativo o judicial contra la falta de aplicación del mecanismo de ajuste automático establecido en la Resolución SE N° 31/20. Recientemente, la Resolución N° 869/2023 actualizó las remuneraciones a los generadores de electricidad en el mercado spot con vigencia a partir de las transacciones correspondientes al mes de noviembre de 2023. Para mayor información véase *“Información sobre la*

María Agustina Montes
Delegada

Emisora – Descripción del Sector en el que se Desarrolla su Actividad - El Sector Energético de Argentina – Marco Regulatorio de la Electricidad”.

Mediante el Proyecto de Ley Ómnibus, la administración actual declaró un estado de emergencia pública en asuntos económicos, financieros, fiscales, de seguridad social, seguridad, defensa, tarifas, energía, salud, administrativos y sociales hasta el 31 de diciembre de 2025. Además, otorga poderes al Gobierno Nacional, hasta el 31 de diciembre de 2025, para ajustar el Marco Regulatorio Eléctrico con el fin de garantizar: (i) el libre comercio internacional de energía eléctrica, delegando en la entidad que realice la exportación los mecanismos necesarios para prevenir una escasez de oferta interna; (ii) la libre comercialización, competencia y expansión de los mercados de energía eléctrica, especialmente la libre elección del proveedor de electricidad para los usuarios finales; (iii) la especificación de los diferentes conceptos a pagar por el usuario final, con la obligación explícita del distribuidor de actuar como agentes para la recaudación o retención de los montos a recibir por energía, transporte e impuestos correspondientes al MEM y la tesorería, según corresponda; (iv) el desarrollo de infraestructura de transporte de energía eléctrica a través de mecanismos abiertos, transparentes, eficientes y competitivos; y (v) la revisión de las estructuras administrativas, tanto centralizadas como descentralizadas, en el sector eléctrico, modernizándolas y profesionalizándolas para un mejor cumplimiento de las funciones asignadas. Asimismo, el Proyecto de Ley Ómnibus otorga al Gobierno Nacional, hasta el 31 de diciembre de 2025 la facultad de crear, modificar, transformar y/o eliminar fondos fiduciarios en el sector energético, incluidos los destinados a subsidios.

No es posible garantizar que las medidas a ser adoptadas u otras medidas o regulaciones que puedan ser adoptadas en el futuro por el Gobierno Argentino no tendrán un efecto adverso significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones de Pampa Energía y su capacidad para pagar sus deudas a su vencimiento, o que no sea sancionada una nueva ley de emergencia pública en el futuro. La Compañía tampoco puede garantizar que no se incrementarán aún más las obligaciones regulatorias a las que Pampa Energía está sujeta, entre ellas, mayores impuestos, alteraciones desfavorables en las estructuras tarifarias y otras obligaciones regulatorias cuyo cumplimiento podría aumentar los costos de Pampa Energía y tener un impacto negativo directo sobre los resultados de las operaciones de Pampa Energía y la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento.

Las generadoras y transportistas de electricidad (tales como la Compañía) y las distribuidoras fueron seriamente afectadas por las medidas de emergencia adoptadas durante la crisis económica

Las tarifas de distribución y transmisión incluyen un margen regulado que tiene como objeto cubrir los costos de distribución o transmisión, según el caso, y brindar un retorno adecuado. Las generadoras, que en su mayoría dependen de las ventas realizadas en el mercado spot (el mercado fijado por el suministro y la demanda de energía disponible para entrega inmediata), solían tener precios estables y estaban en condiciones de reinvertir sus utilidades para ser más eficientes y alcanzar mayores márgenes. Bajo el Régimen de Convertibilidad, que estableció un tipo de cambio fijo de un Peso por Dólar, las tarifas de distribución y transmisión y los precios spot de electricidad se calculaban en Dólares y los márgenes de distribución y transmisión se ajustaban periódicamente para reflejar las variaciones en los índices de inflación de Estados Unidos. Sin embargo, en enero de 2002, de acuerdo con la Ley de Emergencia Pública que autorizó al Gobierno Argentino a renegociar sus contratos de servicios públicos, se revocaron las disposiciones que exigían ajustes de precios basados en índices de inflación extranjeros y todos los demás mecanismos de indexación de los contratos de servicios públicos entre el Gobierno Argentino o cualquier gobierno provincial y los prestadores de dichos servicios (incluyendo a Pampa Energía). Asimismo, se congelaron las tarifas de suministro de dichos servicios, convirtiéndose los valores originales en Dólares a Pesos a un tipo de cambio de \$ 1,00 por US\$ 1,00. Estas medidas, en conjunto con el efecto de la alta inflación y la devaluación del Peso, derivaron en una disminución de los ingresos y un incremento de los costos en términos reales que ya no se podían recuperar a través de ajustes del margen de distribución o mecanismos de fijación del precio de mercado. A su vez, esta situación llevó a las empresas del sector eléctrico a suspender los pagos de su endeudamiento financiero (que siguió denominado en Dólares a pesar de la pesificación de sus ingresos), que efectivamente les impidió a las empresas obtener financiación adicional en los mercados de crédito locales o internacionales y realizar inversiones adicionales.

María Agustina Montes
Delegada

Sin perjuicio de esto, la Compañía no puede asegurar que las medidas adoptadas por el Gobierno Argentino sean suficientes para dirigir los problemas estructurales creados para nuestra Compañía por la crisis económica y sus secuelas. Asimismo, no es posible garantizar que el Gobierno Argentino pueda tomar otras medidas de emergencia en el futuro que puedan resultar en una intervención directa en el sector energético. La incapacidad de la Compañía para cubrir sus costos o para recibir un retorno adecuado de la base de sus activos, puede afectar adversamente nuestra condición financiera y los resultados de sus operaciones.

Existe incertidumbre sobre qué otras medidas podría adoptar el Gobierno Argentino en relación con las tarifas de los servicios públicos y su impacto en la economía argentina

Tal como se explica en otros factores de riesgo incluidos en este Prospecto, tras la crisis económica del 2001-2002, el subsecuente congelamiento de las tarifas del gas y de la electricidad en Pesos y la significativa devaluación del Peso frente al Dólar, hubo una falta de inversión en la capacidad de suministro y transporte de gas y electricidad, al mismo tiempo que la demanda de gas natural y electricidad aumentaron sustancialmente.

Las medidas de congelamiento de tarifas y su conversión a Pesos, sumadas al contexto de una inflación elevada y la devaluación del Peso, llevaron a una caída significativa en los ingresos y a un aumento considerable de los costos en términos reales, que ya no podían recuperarse a través de los ajustes en los márgenes o los mecanismos de fijación de precios. Esta situación, a su vez, llevó a muchas empresas de servicios públicos a suspender los pagos de su endeudamiento financiero (que siguió denominado en Dólares a pesar de la pesificación de los ingresos), que efectivamente impidió a dichas sociedades obtener financiación adicional en los mercados de crédito locales o internacionales.

Recientemente, en diciembre de 2023, a través del DNU N° 55/23, el Gobierno Argentino declaró la emergencia del Sector Energético Nacional en lo que respecta a generación, transporte y distribución de energía eléctrica, así como transporte y distribución de gas natural. La emergencia y sus acciones asociadas tendrán vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024.

Si bien recientemente el ENRE estableció un régimen tarifario transitorio para las transportistas eléctricas EDENOR y EDESUR, con un incremento en la remuneración de dichos servicios y cláusulas de ajuste automático, no podemos asegurar que tales medidas sean suficiente para recomponer la cadena de pagos del sector. En similar sentido tampoco podemos garantizar que el incremento en los precios estacionales y la consecuente reducción de subsidios a la demanda no conlleve una reducción de la demanda, aumento de la morosidad y/o restricciones en los pagos de las distribuidoras a CAMMESA.

No podemos asegurar que otras regulaciones o medidas que puedan ser adoptadas por el Gobierno Argentino no tendrán un efecto adverso en nuestros negocios y los resultados de las operaciones de la Compañía, o que el Gobierno Argentino no adoptará una legislación de emergencia similar a la Ley de Emergencia Pública, u otras regulaciones similares, en el futuro, que puedan aumentar las obligaciones de la Compañía, incluido el aumento de impuestos, alteraciones desfavorables a las estructuras tarifarias o esquema de remuneración de la Compañía y otras obligaciones reglamentarias, cuyo cumplimiento pueda aumentar los costos de la Compañía y tener un impacto negativo directo en los resultados de las operaciones de la Compañía.

Si la demanda de energía aumentase repentinamente, dados los actuales niveles de generación de energía y la dificultad de aumentar la capacidad de las compañías de transmisión y distribución en el corto o mediano plazo, Pampa Energía podría verse negativamente afectada, lo que a su vez podría dar lugar a interrupciones en el suministro e importantes sanciones por las mismas

En los últimos años, el aumento en la demanda de electricidad fue mayor que el incremento estructural en las capacidades de generación, transmisión y distribución de electricidad, generando en algunas ocasiones cortes y alteraciones en el suministro de energía. Un aumento sostenido en la demanda de electricidad podría generar escasez en el futuro. Además, la condición del mercado eléctrico argentino ha brindado pocos incentivos a los generadores y distribuidores para que inviertan en aumentar su capacidad de generación y distribución, lo que requeriría compromisos

María Agustina Montes
Delegada

financieros significativos a largo plazo. Si bien hubo varias inversiones, todavía es necesario realizar varias inversiones en el sistema de transporte y distribución para garantizar el suministro de electricidad a los usuarios y reducir la frecuencia de las interrupciones.

El despacho de los generadores de energía eléctrica podría verse afectado sustancial y negativamente porque la línea de transmisión podría no contar con la capacidad suficiente para transportar la generación de todas las centrales conectadas. Consecuentemente, los resultados de las operaciones de la Sociedad podrían verse afectados, al igual que su condición financiera y la capacidad de repago de las Obligaciones Negociables.

No es posible asegurar que Pampa Energía no experimentará una falta de suministro de energía que pueda afectar negativamente sus negocios, situación patrimonial y resultados de sus operaciones.

Las actividades de la Compañía podrían verse afectadas por cambios generados por los avances de la tecnología

La industria de la energía y las actividades hidrocarburíferas están sujetas a cambios tecnológicos de gran alcance, ya sea en la generación, demanda, producción, exploración, estimación de reservas, etc. Por ejemplo, con respecto a la generación de energía, el desarrollo de dispositivos de almacenamiento de energía (almacenamiento de baterías en el rango de megavatios) o instalaciones para el almacenamiento temporal de energía a través de la conversión a gas. Cabe también mencionar el incremento en el suministro de energía producto de la aplicación de nuevas tecnologías como el *fracking* o la digitalización de redes de generación y distribución. En el caso de la industria de petróleo y gas, por ejemplo, la perforación y explotación de las reservas de petróleo y gas depende en parte de la capacidad de la Compañía para adquirir e implementar la tecnología necesaria para la extracción y el estudio de los campos de producción.

Si los avances tecnológicos evolucionan y la Compañía no logra adaptarse y asimilar los cambios generados por dichos avances, sus costos podrían aumentar significativamente lo que, en definitiva, podría afectar directamente las actividades de la Compañía y, en consecuencia, la condición financiera y los resultados de sus operaciones.

Riesgos relacionados con el negocio de Generación

Existen restricciones al transporte de electricidad en Argentina que podrían impedir a Pampa Energía recuperar el costo total de su energía eléctrica, lo cual podría afectar significativa y adversamente los resultados financieros de sus actividades de generación

En determinados momentos del año, puede generarse más electricidad de la que puede transportarse. Consecuentemente, el despacho de Pampa Energía podría verse afectado. Además, si nuestros proyectos de inversión en parques eólicos no pueden lograr la prioridad de despacho, es posible que enfrentemos restricciones en la venta de energía.

Pampa Energía no puede garantizar que se realizarán las inversiones necesarias para aumentar la capacidad de transporte del sistema. Como resultado del menor despacho, el negocio de generación podría registrar una baja en las ganancias operativas respecto de lo previsto, lo cual podría afectar en forma adversa los resultados consolidados de las operaciones y la situación patrimonial, incluyendo la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento.

Los cambios en las reglamentaciones que rigen el despacho de generadores podrían afectar a los activos de generación de Pampa Energía

Ciertas regulaciones, particularmente aquellas relacionadas con cuestiones ambientales (por ejemplo, emisiones, prohibiciones de uso de determinados materiales, etc.) o salud pública (por ejemplo, rutas, cruces ferroviarios, etc), pueden variar de tanto en tanto, lo cual puede requerir ajustes y trabajos en nuestras plantas de generación. La Compañía no puede asegurar que este tipo de medidas o cualquier medida futura no implicará el registro de menores ingresos y

María Agustina Montes
Delegada

resultados operativos como resultado de las nuevas inversiones o la falta de disponibilidad o despacho hasta que se realicen dichas inversiones.

Adicionalmente, a través de la Nota (SE) N° 5129/13, la entonces SE instruyó a CAMMESA a realizar la optimización del despacho de generadores del MEM de acuerdo con los combustibles disponibles y sus costos reales. Por otro lado, el nuevo esquema de despacho establecido como consecuencia del Plan Gas.Ar también puede afectar el despacho y la renta variable de nuestras centrales. Este nuevo esquema de despacho divide el despacho de generadores térmicos en cinco categorías según la fuente de suministro de gas natural y modifica el anterior despacho basado en costos. En consecuencia, el despacho de nuestras centrales podría verse afectado. La Compañía no puede garantizar que se realizarán las inversiones necesarias para aumentar la capacidad del sistema de transmisión. Dichas modificaciones o cualquier otra modificación o cualquier otra medida adoptada en el marco de dicho decreto podría resultar en una baja en el despacho de las generadoras de la Compañía y, a su vez, podría afectar adversamente los resultados de las operaciones y situación patrimonial de Pampa Energía.

Pampa Energía podría verse afectada por la imposibilidad de cobrar sus acreencias o de cobrarlas en tiempo y forma de CAMMESA y de otros clientes del sector eléctrico, lo cual podría tener un efecto adverso significativo sobre la situación patrimonial y los resultados de sus operaciones

La Compañía recibe fondos de CAMMESA por sus ventas de electricidad, quien percibe ingresos de otros agentes del MEM.

La Compañía no puede brindar seguridad de que se efectivicen las medidas tendientes a la disminución de la deuda de los Distribuidores y GU, que la diferencia entre el precio spot y el precio estacional no aumentará en el futuro, que el Gobierno Argentino utilizará fondos del Tesoro Nacional para cubrir tales diferencias o que CAMMESA podrá hacer frente a los pagos a los generadores, tanto respecto de la energía como respecto de la capacidad vendida en el mercado spot, o que los GU cumplan con sus obligaciones de pago respecto a la energía comercializada bajo el régimen de Energía Plus y MAT ER.

Asimismo, como consecuencia de la suspensión de la incorporación o renovación de contratos en el MAT (excepto para el caso del Programa de Energía Plus y MAT ER), los ingresos de las compañías generadoras de electricidad, incluidas Pampa Energía, dependen de los pagos recibidos de CAMMESA. Si bien la SE otorgó a los generadores del mercado spot un pago adicional temporal (para mayor información véase, “*Información sobre la Emisora – Descripción del Sector en el que se Desarrolla su Actividad - El Sector Energético de Argentina – Marco Regulatorio de la Electricidad*”), no podemos asegurar que dichos ingresos continúen ni se repitan en el futuro.

La incapacidad de las empresas generadoras, incluidas Pampa Energía, de cobrar sus acreencias con CAMMESA o GU o de cobrarlas oportunamente, podría tener un efecto adverso significativo sobre los ingresos de la Compañía y, en consecuencia, sobre el resultado de sus operaciones y su situación patrimonial, incluyendo la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento. En virtud de lo previsto en los procedimientos de CAMMESA, el ente debe realizar los pagos dentro de los 42 días contados a partir del cierre de cada mes; sin embargo, en años anteriores CAMMESA ha llegado a realizar sus pagos con un atraso de un promedio anual de aproximadamente 70 días.

Nuestras unidades de generación que venden su producción bajo el Régimen de Energía Plus o el MAT ER reciben sus pagos de los Grandes Usuarios del MEM. Estos pagos pueden verse afectados por múltiples razones, desde la crisis económica, concursos o quiebras, o un incumplimiento de nuestros clientes. No podemos asegurar que estos incumplimientos no afecten nuestro negocio.

Las medidas de fomento de los proyectos de generación de energías renovables podrían afectar las ventas de generación de energía de la Compañía

El 15 de octubre de 2015, se sancionó la Ley N° 27.191 (reglamentada por medio del Decreto N° 531/17). Entre otras cosas, dicha ley estableció que, para el 31 de diciembre de 2025, el 20% de la demanda total de energía eléctrica nacional

María Agustina Montes
Delegada

deberá ser abastecida a través de fuentes de energías renovables. Para cumplir con dicho objetivo, se requirió a los Usuarios del MEM y a CAMMESA cubrir su respectiva parte de la demanda nacional de energía eléctrica con fuentes de energía renovable en un 8% para el 31 de diciembre de 2017. El porcentaje a cubrir con energía renovable requerido aumenta cada dos años hasta alcanzar el 20% en 2025. El estatuto incluye asimismo beneficios impositivos y otros beneficios para nuevos proyectos que involucren energías renovables. Al 31 de diciembre de 2023, el 14% de la demanda energética nacional se cubrió con fuentes de energía renovables.

Asimismo, a través de la Resolución (ME&M) 281-E/17 emitida el 18 de agosto de 2017, se reglamentó el régimen del MAT ER, el cual tiene por objeto establecer las condiciones para que los GU y los GUDI cumplan con su obligación de abastecimiento de su demanda a través de fuentes renovables mediante la contratación individual en el MAT ER o por autogeneración de fuentes renovables. Asimismo, se regulan las condiciones que deben reunir los proyectos de generación de fuentes renovables. En particular, se creó el Registro Nacional de Energías Renovables (“RENPER”) en el que deberán inscribirse tales proyectos y se estableció un mecanismo de otorgamiento de prioridad de despacho para el caso en que un mismo corredor no cuente con capacidad de transporte suficiente para todos los proyectos a conectarse en el mismo.

No podemos asegurar que tendremos la capacidad operativa y financiera para desarrollar los proyectos que nos fueron adjudicados, lo que podría derivar en que nos veamos obligados a pagar multas y, eventualmente, perder la prioridad de despacho con el consecuente riesgo de no poder generar ni vender toda la energía que el proyecto pudiera generar. Asimismo, tampoco podemos asegurar que la implementación de dichas regulaciones no afectará las ventas de nuestros activos de generación, particularmente las ventas bajo el Programa Energía Plus.

La capacidad de Pampa Energía de generar energía eléctrica en sus plantas de generación térmica depende de la disponibilidad de gas natural (y otros combustibles), y las fluctuaciones en el suministro o el precio del gas podrían afectar en forma significativa y adversa los resultados de sus operaciones

El suministro o el precio del gas utilizado en las actividades de generación han sido y continuarán siendo periódicamente afectados, entre otras causas, por la disponibilidad de gas en Argentina, la capacidad de Pampa Energía de celebrar contratos con productores locales de gas y compañías transportadoras de gas y la necesidad de importar una mayor cantidad de gas a precio más alto que el precio aplicable a la oferta local en el caso de escasez en la producción local.

Además, en diciembre de 2023, a través del DNU N° 55/23, el Gobierno Argentino declaró la emergencia del Sector Energético Nacional en lo que respecta a generación, transporte y distribución de energía eléctrica, así como transporte y distribución de gas natural. La emergencia y sus acciones asociadas tendrán vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024 (para mayor véase “*Información sobre la Emisora- Descripción del Sector en el que se Desarrolla la Emisora-El Sector Energético de Argentina*”).

A partir de la emisión de la Resolución (SE) N° 95/13, sus modificatorias y la Resolución (SEE) N° 19/17 y sus modificatorias, la SE designó a CAMMESA como el único proveedor de combustibles para el sector de generación. En consecuencia, las compañías generadoras (con excepción de los generadores incluidos en el Programa de Energía Plus) dependían de los combustibles que CAMMESA les suministrare para sus operaciones. Luego, la Resolución (SGE) N° 70/18 facultó a los agentes generadores, co-generadores y autogenerados dentro del MEM a adquirir los combustibles necesarios para su propia generación. Sin embargo, posteriormente, el Ministerio de Desarrollo Productivo dictó la Resolución N° 12/19 emitida por el ex Ministerio de Desarrollo Productivo mediante la cual se deroga la Resolución (SGE) N° 70/18 y se restablece la vigencia de la Resolución (SE) N° 95/13, permitiéndole a CAMMESA recuperar la centralización en la compra de gas y combustible para la generación.

Varias de las plantas generadoras de Pampa Energía están equipadas para operar únicamente con gas y, en caso de falta de disponibilidad de gas, estas instalaciones no podrán cambiar a otros tipos de combustibles para seguir generando electricidad. Si CAMMESA no abasteciese a las unidades de Pampa del combustible necesario o, en los casos de excepción a dicha centralización (unidades comercializadas bajo el Programa Energía Plus), Pampa Energía no pudiera adquirir gas

María Agustina Montes
Delegada

a precios que le resulten convenientes, los costos podrían incrementarse o podría afectarse la capacidad de Pampa Energía de operar sus plantas generadoras en forma rentable.

Cualquier interrupción en el suministro o la incapacidad de adquirir los combustibles necesarios para el negocio de generación de Pampa Energía podrían, a su vez, afectar en forma significativa y adversa los resultados de las operaciones y la situación patrimonial, incluyendo la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento.

La Compañía podría ser objeto de multas y penalidades por incumplimientos a la regulación aplicable o por no obtener en tiempo y forma los permisos requeridos para la operación de sus unidades de generación, lo que puede afectar adversamente la disponibilidad y los ingresos provenientes de dichas unidades

Nuestras unidades de generación están sujetas a una amplia regulación por parte de las autoridades locales, provinciales y nacionales. El incumplimiento de dicha regulación o de obtener y conservar en tiempo y forma los permisos y autorizaciones correspondientes puede resultar en multas y otras sanciones que pueden afectar el resultado de nuestras operaciones.

Por ejemplo, en CPB se utiliza agua de mar para refrigerar sus unidades de generación de la central térmica Piedra Buena. De acuerdo con la ley provincial aplicable, dicha actividad exige el otorgamiento de un permiso por parte del gobierno provincial. En la documentación que recibimos con la privatización de CPB S.A., no se incluyó ningún permiso. En su momento, se realizó una consulta a las autoridades regulatorias, quienes informaron, de acuerdo con sus registros, que dicho permiso no fue otorgado a CPB S.A. Las penalidades por dicho incumplimiento podrían variar desde la aplicación de una multa de hasta \$ 50.000 y hasta el cierre de la planta. Después de 10 años de tramitación se obtuvo el permiso de explotación del recurso hídrico. Sin embargo, a la fecha siguen pendientes otros permisos. La probabilidad de imposición de penalidades adicionales es baja, sin embargo, Pampa Energía no puede asegurar que la operación no se vería afectada en caso de imposición de las mismas.

El incumplimiento de nuestros contratos de abastecimiento y de suministro con CAMMESA y con los GU del MEM, respectivamente, pueden dar lugar a penalizaciones y, en última instancia, provocar la rescisión de dichos acuerdos, lo que podría afectar negativamente el resultado de nuestras operaciones.

La Compañía ha celebrado varios contratos de abastecimiento con CAMMESA. Un incumplimiento de los compromisos de disponibilidad habilitaría a CAMMESA a imponer sanciones que podrían afectar adversamente los ingresos derivados de dichos contratos, afectando adversamente los resultados de la Compañía.

A modo de ejemplo, se destaca que:

- (i) El incumplimiento de los compromisos de disponibilidad establecidos en los Contratos de Abastecimiento MEM bajo la Resolución (SE) N° 220/07, la Resolución (SEE) N° 21/16 y la Resolución (SEE) N° 287/17 habilitaría a CAMMESA a imponer sanciones que podrían afectar adversamente los ingresos derivados de dichos contratos, afectando los resultados de la Compañía. (véase “*Información sobre la Emisora - Descripción del Sector en el que se Desarrolla la Emisora -El Sector Energético de Argentina*”);
- (ii) Un incumplimiento en las obligaciones de la ampliación de PEPE III de iniciar las operaciones comerciales en la fecha comprometida en el proceso de obtención de la prioridad de despacho tal como fue establecido en la Resolución (ME&M) N° 281-E/17 podría resultar en la pérdida de la prioridad de despacho sin derecho a reclamar los pagos efectuados en consideración de dicha prioridad (véase “*Información sobre la Emisora - Descripción del Sector en el que se Desarrolla la Emisora -El Sector Energético de Argentina*”).

Asimismo, el incumplimiento de ciertas condiciones establecidas en los PPA con GU del MEM puede derivar en la aplicación de penalidades y/o la terminación del contrato si: (i) el generador perdiera su autorización para actuar como generador en el MEM, iniciara procedimientos de quiebra, sufriera una intervención judicial o sucedieran ciertos otros

María Agustina Montes
Delegada

eventos; o (ii) no cumpliera sus obligaciones de abastecimiento. Tales situaciones podrían afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Compañía.

Los ingresos de nuestros parques eólicos dependen de las condiciones meteorológicas y de la capacidad de energía que se contrate

La generación de energía de nuestros parques eólicos (una vez alcanzada su habilitación comercial) depende de las condiciones meteorológicas prevalecientes. Las condiciones meteorológicas que resultan en vientos más bajos podrían llevar a un incumplimiento de nuestros compromisos de ventas con CAMMESA (en el caso de PEA) y con los GU del MEM (en el caso de PEPE II y PEPE III). Dicha infracción podría llevar, a su vez, a la aplicación de sanciones a favor de nuestros clientes (tales sanciones difieren según el tipo de contrato ejecutado con cada cliente de PEPE II y PEPE III).

Además, PEPE II, PEPE III, PEPE IV y PEPE VI dependen de su capacidad para que su generación de energía estimada se contrate completamente con los GU del MEM y que cada proyecto mantenga su prioridad de despacho. Si un proyecto perdiera su prioridad de despacho, la capacidad para contratar su generación de energía podría verse afectada. Además, si la generación de energía no se contratara con los GU del MEM, dicha energía sería remunerada de acuerdo con la Resolución (SRRYME) N°9/2024, que establece precios más bajos. La capacidad para contratar la generación de energía de los proyectos también puede verse afectada por las medidas reglamentarias adoptadas por CAMMESA o las autoridades pertinentes. Por ejemplo, las medidas que afectan a los GU del MEM para salir del "Mecanismo de Compra Conjunta" (un mecanismo mediante el cual los GU del MEM pueden cumplir con sus obligaciones legales de comprar energía renovable de CAMMESA) darían lugar a una menor demanda para las energías renovables de los proyectos MAT ER y, por lo tanto, podrían afectar los resultados de nuestras operaciones.

La capacidad de Pampa Energía de generar electricidad en sus plantas generadoras hidroeléctricas podría verse negativamente afectada por las malas condiciones hidrológicas que podría a su vez afectar los resultados de sus operaciones

Las eventuales condiciones hidrológicas imperantes podrían afectar adversamente las operaciones de las seis plantas hidroeléctricas de generación de propiedad de HINISA e HIDISA y de HPPL en diversas formas que Pampa Energía no puede predecir en su totalidad. Las condiciones hidrológicas desde el 2006, el año en que las unidades de Pampa Energía registraron la mayor toma a la fecha, han sido desfavorables. En particular en 2014, la toma de agua en Nihules y Diamante disponible para generación de electricidad fue 62% y 64% más baja, respectivamente, en comparación con el año 2006. Una prolongada continuidad de las condiciones desfavorables podría forzar al Gobierno Argentino a enfocar sus esfuerzos de generación de electricidad en el uso de otras fuentes. En el caso de insuficiencia de electricidad, el Gobierno Argentino podría ordenar la implementación de programas de conservación de la electricidad de amplio alcance, incluidas las reducciones obligatorias de generación de electricidad o el consumo; el Gobierno Argentino podría ordenar asimismo el incremento de la producción a través de las plantas térmicas que utilizan combustibles fósiles como fuente de generación y preservar los recursos hídricos disponibles para la futura generación de electricidad. A pesar de que un cambio tal en la producción podrá beneficiar a las plantas de generación térmica de Pampa Energía, afectaría negativamente las plantas hidroeléctricas de Pampa Energía y cualquier reducción obligada de la generación o el consumo de electricidad podría reducir ingresos del negocio de generación y generar una disminución de los resultados consolidados de las operaciones, lo cual podría tener un efecto adverso significativo sobre la situación patrimonial, incluyendo la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento.

Asimismo, en el caso de que el nivel del agua de las represas de las plantas hidroeléctricas de Pampa Energía se redujera a los mínimos establecidos en los contratos de concesión aplicables, la autoridad hídrica local (el Departamento General de Irrigación de la Provincia de Mendoza y la Autoridad Interjurisdiccional de Cuenca de la Provincia de Neuquén) obtendría el control de la cantidad de agua que podría ser despachada a fin de garantizar la continuidad de otros usos del agua como ser para consumo humano y riego.

María Agustina Montes
Delegada

Las dificultades operativas podrían limitar la capacidad de Pampa Energía de generar electricidad, lo que a su vez podría afectar adversamente los resultados de sus operaciones

Pampa Energía podría experimentar dificultades operativas que podrían exigirle la suspensión temporaria de las operaciones o de otro modo afectar la capacidad de generar electricidad y, en consecuencia, tener un impacto adverso sobre los resultados operativos de Pampa Energía. Estas dificultades podrían afectar los equipos generadores, componentes electromecánicos y, en general a cualquiera de los activos de Pampa Energía que resultan necesarios para el suministro de electricidad. No se puede brindar ninguna garantía de que no se producirán hechos similares en el futuro. Si bien Pampa Energía mantiene seguros contra todo riesgo para cada una de las instalaciones, no se puede brindar ninguna garantía de que los montos por los cuales Pampa Energía está asegurada o los montos que Pampa Energía pueda recibir en virtud de dicha cobertura de seguros cubrirían la totalidad de las pérdidas. Si las dificultades operativas previnieran la generación de electricidad por parte de Pampa Energía, la interrupción podría generar menores ingresos provenientes del segmento de generación, lo cual podría tener un efecto adverso sobre los resultados consolidados de las operaciones de Pampa Energía y afectar negativamente la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento. Para mayor información véase "Información sobre la Emisora - Descripción del Sector en el que se Desarrolla la Emisora -El Sector Energético de Argentina".

La Compañía podría quedar expuesta a reclamos de terceros sobre la propiedad inmueble utilizada para sus operaciones, lo que podría dar lugar a la imposición de una indemnización por daños significativa, respecto de la cual Pampa Energía no ha efectuado ninguna provisión en los estados financieros consolidados por posibles pérdidas

Al momento de la privatización de CPB S.A. en 1997, la Provincia de Buenos Aires se comprometió a expropiar y transferir a CPB S.A., actualmente fusionada con la Compañía, el inmueble en el cual se construyó la planta y constituir servidumbres administrativas a favor de la Compañía sobre terrenos de terceros a través de los cuales se extiende un gasoducto y una línea de transmisión de electricidad. Aunque la Provincia de Buenos Aires está en proceso de expropiación del inmueble sobre el cual se construyó la planta, a la fecha de este Prospecto, no ha transferido la totalidad de los inmuebles con título válido a la Compañía. Asimismo, la Provincia de Buenos Aires no ha constituido las servidumbres administrativas para el gasoducto de la Compañía o la línea de transmisión de electricidad. En julio de 2008, la Compañía demandó a la Provincia de Buenos Aires solicitando la constitución de las servidumbres administrativas a favor de la Compañía. Por lo anterior, Pampa ha recibido varias intimaciones de terceros que pretenden una indemnización por el uso de este terreno. Si la Provincia de Buenos Aires no completa el proceso de expropiación o el proceso de servidumbre administrativa, Pampa podría quedar expuesta a reclamos judiciales de terceros que pretenden una indemnización o daños y perjuicios que no han sido provisionados en los estados financieros consolidados de Pampa Energía. Si la Compañía debiera pagar daños o una indemnización significativa por el derecho de uso de este inmueble como consecuencia de una decisión desfavorable en estos procedimientos legales, Pampa Energía podría verse obligada a afectar el efectivo proveniente de sus operaciones a cubrir dichos costos, lo cual podría tener un efecto adverso significativo sobre su situación patrimonial y los resultados consolidados de sus operaciones, incluyendo la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas a su vencimiento.

El riesgo descrito se extiende asimismo a CTIW, la cual se asienta sobre el mismo inmueble que CPB.

Los retrasos en la obtención de los permisos y/o autorizaciones requeridos para nuevos proyectos de generación de energía pueden afectar la fecha de habilitación comercial estimada y consecuentemente los ingresos esperados de tales proyectos, sumado a las sanciones y multas que podrían ser aplicadas

Los proyectos de expansión de generación de energía requieren la obtención de varios permisos y/o autorizaciones en fechas programadas para poder alcanzar la habilitación comercial de las unidades en las fechas estimadas. Recientemente, la Compañía ha experimentado varios retrasos por parte de las autoridades competentes en la emisión de dichos permisos y/o autorizaciones.

La Compañía no puede asegurar que, aun cumpliendo con todos y cada uno de los requisitos legales, los permisos correspondientes resulten otorgados de acuerdo lo programado, afectando así la fecha de habilitación comercial

María Agustina Montes
Delegada

estimada por la Compañía. Los retrasos en la habilitación de las operaciones comerciales podrían afectar los ingresos esperados para los proyectos y así como también resultar en sanciones, pérdida de ventas, aumento de costos y pagos, lo cual podría tener un efecto adverso significativo en el negocio, resultados operativos y condición financiera de la Compañía.

El incumplimiento de los requisitos del Plan Energía Plus o su modificación o cancelación podría afectar los resultados de la Compañía

Si la Compañía no cumpliera con los requisitos del Plan Energía Plus (Resolución SE N° 1281/06) o si dicho programa fuera modificado o cancelado, Pampa Energía tendría que vender su producción en el mercado spot y, eventualmente, bajo el esquema remunerativo aplicable al mercado spot, lo que podría afectar nuestros ingresos.

En octubre de 2015, CAMMESA emitió la Nota N° B-102407-4, en virtud de la cual ordenó a la Compañía a vender su producción no comprometida bajo el Plan Energía Plus que se enmarcaba bajo el esquema de precios establecido por la Resolución (SE) N° 482/15 (actualmente, Resolución (SEE) 826/2022).

En la Nota N° 567/07, con sus modificaciones, la SE estableció el “Cargo Medio Incremental de la Demanda Excedente” (“CMIEE”) como un cargo máximo para la demanda excedente de los GU en el caso de que su demanda no esté respaldada con un contrato bajo el Plan Energía Plus. A la fecha de este Prospecto, el CMIEE aplicable a los GUMA y GUME es igual al monto superior entre 1200 \$/MWh o el recargo por despacho temporal y para GUDI 0 \$/MWh. El CMIEE implica un límite máximo indirecto sobre el precio que pueden cobrar los generadores bajo el Plan Energía Plus. El efecto perjudicial que dichos límites podrían tener sobre los generadores de Pampa Energía empeoraría si el Peso continúa devaluando. Como consecuencia, si el CMIEE no se ajusta o se produce una mayor devaluación del Peso, ello podría generar una caída de los precios cobrados por la Compañía bajo los contratos del Plan Energía Plus o una discontinuidad de los contratos Energía Plus, forzándola a vender la capacidad y energía no vendida en el mercado spot a precios más bajos.

Los activos de la Compañía podrían sufrir ciertos defectos que podrían tener un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de la Compañía

Podría ocurrir que los activos de la Compañía presenten fallas o defectos que impidan el correcto funcionamiento de los mismos o impliquen la salida de servicio de los mismos.

A modo de ejemplo, se destaca que con posterioridad a que PEPE II y PEPE III iniciaron sus operaciones comerciales, se evidenciaron ciertos defectos en las palas de sus aerogeneradores que condujeron a que las mismas no sean utilizables. Muchas de las palas tuvieron que ser reemplazadas. Si bien la Compañía y el proveedor de los aerogeneradores han finalizado con las tareas de reparación progresivas, la Compañía no puede asegurar la efectividad total de tales reparaciones o que tales defectos u otros defectos no surjan en el futuro, por ejemplo, en PEPE IV o PEPE VI, que a su vez puede afectar las operaciones de los parques eólicos de la Compañía y tener un efecto adverso en el negocio, la condición financiera o el resultado de las operaciones o podría afectar la capacidad de la Compañía de pagar sus deudas al vencimiento.

Asimismo, durante el proceso de *due diligence* previo a la adquisición de PEA, se identificaron ciertos defectos en algunas de las fundaciones de los aerogeneradores de PEA. Si bien Siemens Gammesa garantizaron que los defectos fueron solucionados, no podemos asegurar que en el futuro no se detecten nuevas fallas o vuelvan a evidenciarse los mismos defectos. Esto podría acarrear la salida de servicio de los aerogeneradores y mayores costos para su reparación, lo que afectaría los resultados de su operación.

La Compañía puede tener que enfrentar competencia en los mercados de generación eléctrica o industrias afines

Los mercados de generación de energía eléctrica en los que opera la Compañía se caracterizan por tener numerosos participantes fuertes y capaces, muchos de los cuales tienen vasta y diversificada experiencia en materia de operaciones

María Agustina Montes
Delegada

o desarrollo (tanto en el ámbito nacional como en el internacional) y recursos financieros similares o significativamente superiores a los de la Compañía. Una mayor competencia podría traer aparejado un aumento en los costos de adquisición de combustibles, materias primas y activos existentes y, por lo tanto, afectar en forma adversa la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

La Compañía y sus competidores están conectados a la misma red eléctrica. Esta red tiene una capacidad de transporte limitada y, por lo tanto, en determinadas circunstancias, puede alcanzar su límite de capacidad. En consecuencia, existe la posibilidad de que nuevos generadores se conecten a esa red o bien que los generadores existentes incrementen su producción y despachen más electricidad a la misma, impidiendo que la Compañía pueda entregar la energía eléctrica que produce. Por otra parte, el Gobierno Nacional (o cualquier otro ente que actúe en nombre y representación de este último) puede no efectuar las inversiones necesarias para aumentar la capacidad del sistema de modo tal que, en el supuesto de producirse un incremento en la producción de energía, le permita a la Compañía y a los generadores nuevos y existentes despachar de manera eficiente la energía eléctrica producida a la red eléctrica. Por consiguiente, una mayor competencia podría afectar la capacidad de la Compañía de entregar la energía producida, con el consiguiente efecto negativo en su situación patrimonial y resultado de sus operaciones.

Si en el futuro no estamos en condiciones de renovar nuestros PPA o ejecutar nuevos PPA, o si dichos PPA se modifican o resuelven unilateralmente, nuestros resultados de operaciones y situación financiera podrían verse afectados negativamente de manera significativa

La Compañía ha suscripto varios contratos de suministro de energía con CAMMESA bajo la Resolución SE N° 220/2007, Resolución SEE N° 21/2016, Resolución SEE 287/17 y Programas Renovar. En 2021 vencieron dos de dichos contratos, los cuales no pudieron ser renovados: (i) el contrato de CTP a 10 años en julio de 2021; y (ii) el contrato a 10 años plazo de la Central Térmica Loma La Lata (210 MW) en octubre de 2021. En consecuencia, la energía no comprometida en los contratos de venta con CAMMESA será remunerada en el mercado Spot, actualmente, según la Resolución SE N° 869/23. Para mayor información véase “*Información sobre la Emisora - Descripción del Sector en el que se Desarrolla la Emisora - El Sector Energético de Argentina*”.

La Compañía no puede asegurar que estará en condiciones de renovar sus PPA o celebrar nuevos PPA, o que dichos PPA no serán modificados o resueltos unilateralmente o que ciertas otras regulaciones o medidas que pueda adoptar el Gobierno Argentino en relación con el marco regulatorio de electricidad no tendrá un efecto adverso significativo en el negocio, resultados operativos y condición financiera de la Compañía.

La demanda de electricidad puede verse afectada por los aumentos de precios, lo cual podría llevar a las generadoras eléctricas como la Emisora a registrar menores ingresos.

Durante la crisis económica producida entre los años 2001 y 2002 en Argentina, la demanda de electricidad se redujo. Esta reducción se debe a la disminución general de la actividad económica y por la dificultad de muchos consumidores de pagar las facturas de electricidad. Sin embargo, en los años siguientes, la demanda de electricidad creció significativamente: se registró un aumento promedio interanual del 3,5% en total entre 2002 y 2017 (a pesar de una baja en 2009), según información provista por CAMMESA. Dicho aumento en la demanda de electricidad fue principalmente impulsado por el relativo bajo costo, en términos reales, de la electricidad para los consumidores a causa de los subsidios del Gobierno Argentino.

A fines de 2019 fue promulgada la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, que, entre otras medidas, estableció un congelamiento de las tarifas de energía y gas natural y el relanzamiento de una revisión tarifaria integral por un término de 180 días y facultó al Poder Ejecutivo a intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS. Asimismo, fue emitida la Resolución SE N° 31/2020, la cual estableció precios denominados en Pesos (anteriormente denominados en Dólares) y redujo dichos precios en diferentes proporciones según la tecnología. En octubre de 2023, la SE emitió la Resolución N° 869/23, que modificó el esquema de remuneración del segmento de generación de energía. Para mayor información véase, “*Información sobre la Emisora – Descripción del sector energético de la Argentina – Marco Regulatorio de la Electricidad*”.

María Agustina Montes
Delegada

No es posible garantizar que las medidas a ser adoptadas u otras medidas o regulaciones que puedan ser adoptadas en el futuro por el Gobierno Argentino en relación con las tarifas no pudiera tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones de la Compañía y su situación financiera, o que no sea sancionada una nueva ley de emergencia pública en el futuro. La Compañía tampoco puede garantizar que no se incrementarán aún más las obligaciones regulatorias a las que la Compañía está sujeta, entre ellas, mayores impuestos, alteraciones desfavorables en las estructuras tarifarias y otras obligaciones regulatorias cuyo cumplimiento podría aumentar los costos de la Compañía y tener un impacto negativo directo sobre los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Compañía.

La actividad de generación implica el manejo de elementos peligrosos como ser los combustibles que tienen asociado un potencial riesgo para las instalaciones y las personas

Si bien la Compañía cumple con todas las normas y mejores prácticas relativas a la seguridad ambiental, un siniestro que involucre los combustibles con los cuales opera la Compañía podría tener consecuencias de impacto ambiental, daño en las instalaciones industriales, y en las personas, ocasionando un perjuicio para la Compañía por posible indisponibilidad del equipamiento y, en consecuencia, podrían afectar la condición financiera y operaciones de la Compañía.

Riesgos relacionados a nuestro Negocio de Petróleo y Gas

Las empresas de petróleo y gas se han visto afectadas por ciertas medidas adoptadas por el Gobierno Argentino, y podrían ser afectadas aún más por cambios adicionales en su marco regulatorio

Desde diciembre de 2011, el Gobierno Argentino ha adoptado una serie de medidas relacionadas con la repatriación de fondos obtenidos de las exportaciones de petróleo y gas y los cargos aplicables a la producción de gas líquido, que han afectado el negocio de los productores y fabricantes de petróleo y gas. A partir de abril de 2012, el Gobierno Argentino dispuso la nacionalización de YPF e impuso cambios importantes en el sistema bajo el cual operan las compañías petroleras, principalmente mediante la promulgación de la Ley N° 26.741, el Decreto N° 1277/12 y la Ley N° 27.007. A su vez, no es posible asegurar que éstas u otras medidas a ser adoptadas por el Gobierno Argentino no tendrán un efecto adverso significativo sobre la economía argentina, afectando, en consecuencia, la situación patrimonial, la situación financiera, los resultados de las operaciones y la capacidad de repago de la Compañía.

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

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

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

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

Las fluctuaciones o caídas significativas o prolongadas y la volatilidad de los precios internacionales del petróleo crudo, los productos derivados del petróleo y el gas natural pueden tener un efecto adverso sobre el nivel de inversiones de capital y costos de mantenimiento de la compañía, lo que podría perjudicar los resultados de las operaciones y la situación financiera de Pampa Energía

María Agustina Montes
Delegada

Una parte importante de los ingresos de la Compañía proviene de la venta de petróleo crudo, productos derivados del petróleo y gas natural. Los precios internacionales del petróleo crudo y del gas han fluctuado significativamente en los últimos años y se espera que sigan fluctuando en el futuro.

Los factores que afectan los precios internacionales del petróleo crudo y sus derivados incluyen: los acontecimientos políticos en las regiones productoras de petróleo crudo, especialmente Oriente Medio; la capacidad de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (“OPEP”) y otros países productores de petróleo crudo de fijar y mantener los niveles y los precios de la producción; la oferta y la demanda mundial y regional de petróleo crudo; la competencia de otras fuentes de energía; las regulaciones gubernamentales nacionales y extranjeras; las condiciones climáticas y los conflictos o los actos de terrorismo locales e internacionales. La Compañía no tiene control sobre estos factores. Los cambios en los precios del petróleo crudo en general originan cambios en los precios de los productos derivados. Los precios internacionales del petróleo han fluctuado ampliamente en los últimos años, declinando significativamente desde la segunda mitad de 2014 hasta diciembre de 2017. Si bien en los últimos años los precios del crudo habían mantenido una tendencia de aumento, a principios del año 2020 los precios del crudo registraron su peor caída en las últimas tres décadas, los cuales cayeron hasta un 30% debido al conflicto entre Arabia Saudita y Rusia, lo cual se vio acrecentado con los efectos de la crisis global producto del Covid-19. Por otro lado, la invasión rusa a Ucrania ocurrida el 24 de febrero de 2022 y las consecuentes sanciones económicas impuestas a la Federación Rusa, han generado un aumento significativo en los precios internacionales del petróleo y del gas natural. Para mayor información, véase “*Los conflictos entre Rusia y Ucrania, y entre Israel y la organización terrorista “Hamás”, entre otros conflictos que pudieran surgir, podrían generar efectos adversos en la economía global, la economía argentina y Pampa Energía*”.

Las caídas significativas o prolongadas en los precios internacionales del petróleo crudo y los productos derivados del petróleo podrían tener un efecto significativamente adverso sobre el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera de Pampa Energía, así como también sobre el valor de sus reservas probadas. A modo de ejemplo, se destaca que los precios a los que las empresas del Grupo Pampa pueden obtener por sus productos hidrocarbúricos afectan la viabilidad de las inversiones en nuevas actividades de exploración y desarrollo y, en consecuencia, la oportunidad y el monto de las inversiones de capital y costos de mantenimiento proyectados a tal fin. En consecuencia, las reducciones significativas en los precios del petróleo crudo y sus derivados podrían llevar a las empresas del Grupo Pampa Energía a requerir incurrir en cargos por deterioro en el futuro o a reducir o alterar sus inversiones de capital, y ello podría afectar negativamente sus pronósticos de producción a mediano plazo y sus estimaciones de reservas en el futuro.

Las retenciones a las exportaciones y las regulaciones a las importaciones de los productos de Pampa Energía afectaron en el pasado en forma negativa la rentabilidad de nuestras operaciones

En el año 2002, el Gobierno Nacional estableció una retención a las exportaciones de hidrocarburos inicialmente por un plazo de cinco años, posteriormente prorrogado y en vigencia hasta 2017. Este marco impidió a las empresas de la industria beneficiarse de significativos aumentos en los precios internacionales de petróleo, productos derivados del petróleo y gas natural. Asimismo, dificultó la compensación de los aumentos sostenidos de costos relacionados con la industria energética, y afectó significativamente la competitividad y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Luego, en 2018 el Gobierno Argentino publicó el Decreto N° 793/18, que impuso un derecho de exportación sobre varios bienes, incluido el gas natural, hasta el 31 de diciembre de 2020. El derecho de exportación consistía en un impuesto del 12% sobre productos básicos con un tope de \$ 4 por cada US\$ 1.00 en exportaciones, que fuera luego dejado sin efecto y quedando vigente el 12% sobre dicha base.

Posteriormente, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva facultó al Poder Ejecutivo a fijar derechos de exportación de hidrocarburos cuya alícuota no puede superar el 8% del valor imponible o del precio oficial FOB de la mercadería que se exporte y desde mayo de 2020 rige un impuesto a la exportación de gas natural y de crudo. El Decreto PEN N° 488/20 del 19 de mayo de 2020 estableció la exención de derechos de exportación mientras que el precio internacional Brent sea igual o inferior a US\$45/bbl, escalando progresivamente a medida que se incremente el precio

María Agustina Montes
Delegada

de referencia hasta 8%, tope a reconocer cuando el Brent sea igual o superior a US\$60/bbl. Durante el 2023, dicha alícuota se mantuvo en 8%.

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

Mediante el decreto del DNU 70/2023, se sustituyó el artículo 609 de la Ley N° 22.415 estableciendo que el Poder Ejecutivo Nacional no podrá establecer prohibiciones ni restricciones a las exportaciones o importaciones por motivos económicos y solo se podrán realizar por Ley.

El 27 de diciembre de 2023 el Gobierno Argentino presentó la Ley Ómnibus. Entre otras disposiciones, la Ley Ómnibus incluye al Capítulo V del Título III referente a medidas fiscales, dentro del cual se incluyen múltiples modificaciones a la al Código Aduanero y a las exportaciones en general. Si bien con fecha 2 de febrero de 2024 la Cámara de Diputados aprobó el Proyecto de Ley Ómnibus de manera general y, posteriormente, comenzó a debatir la aprobación y/o modificación de cada artículo en particular, no se logró llegar a los acuerdos necesarios y el 6 de febrero de 2024 el Proyecto de Ley Ómnibus volvió a comisión, es decir que el trámite retornó a su punto de inicio y, formalmente, las correspondientes comisiones de la Cámara de Diputados deberán volver a considerarlo a fin de emitir un nuevo dictamen.

No se puede predecir el impacto que cualquier cambio podría tener en los resultados de las operaciones y en la situación financiera de Pampa Energía.

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

En los últimos años, el Gobierno Nacional ha adoptado una serie de medidas que limitan las exportaciones e importaciones de hidrocarburos y productos derivados del petróleo, lo que impidió a compañías hidrocarburíferas beneficiarse de los precios de estos *commodities* en los mercados internacionales y afectó la competitividad y los resultados de las operaciones de la Compañía. Las exportaciones de petróleo crudo, así como la exportación de la mayoría de los productos de hidrocarburos de la Compañía, requieren una autorización previa de la SGE de conformidad con la Resolución N° 241-E/17, según fuera enmendada. Las compañías petroleras que buscan exportar petróleo crudo o GLP deben primero demostrar que la demanda local de dicho producto está satisfecha o que se ha realizado y rechazado una oferta para vender el producto a compradores locales.

De conformidad con el nuevo régimen de exportación de gas, se autorizan exportaciones de gas en la cuenca Neuquina y Austral (i) durante la temporada no invernal (entre octubre de 2023 y abril de 2024) hasta 9 MM m3/día en la cuenca Neuquina y hasta 2 MM m3/día en la cuenca Austral, y (ii) durante la temporada invernal hasta 3 MM m3/día en la cuenca Neuquina (para más información, ver *“El Sector Energético Argentino — Marco Regulatorio de Petróleo y Gas - Marco Regulatorio del Mercado del Gas”*).

Sin perjuicio de lo anterior, se destaca que a través del Proyecto de Ley Ómnibus, el presidente electo Javier Milei pretende introducir modificaciones a la Ley de Hidrocarburos a fin de permitir que los concesionarios, refinerías y/o comercializadores de hidrocarburos exporten libremente hidrocarburos y/o sus derivados sin necesidad de cumplir con la demanda interna. Asimismo, el Proyecto de Ley Ómnibus estipula que el estado no podrá intervenir en el establecimiento de precios de comercialización en el mercado interno en ninguna etapa de la producción. No podemos garantizar que el Proyecto de Ley Ómnibus sea aprobado por el Congreso y que se eliminen las restricciones a la exportación e importación.

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

María Agustina Montes
Delegada

El 27 de diciembre de 2023 el Gobierno Argentino presentó la Ley Ómnibus. Entre otras disposiciones, la Ley Ómnibus incluye al Capítulo V y al Capítulo IX del Título III referente a medidas fiscales y Energía, respectivamente, dentro del cual se incluyen múltiples modificaciones al Código Aduanero, a las exportaciones en general y a la Ley de Hidrocarburos. A la fecha de este Prospecto, la Ley Ómnibus no ha sido aprobada por el Congreso de la Nación, encontrándose sujeta a eventuales modificaciones antes de ser promulgada.

Pampa Energía puede no ser operadora en todos los joint ventures en los que participa, y las medidas adoptadas por los operadores de dichos joint ventures podrían tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estas operaciones

Pampa Energía en general lleva a cabo sus actividades de exploración y explotación de hidrocarburos mediante la celebración de contratos con terceros para participar en joint ventures. En virtud de los términos y condiciones de estos contratos, una de las partes asume el rol de operador del joint venture, asunción que implica la responsabilidad por la ejecución de todas las actividades previstas en el contrato de joint venture.

Sin embargo, la Compañía no siempre asume el rol de operador y, en consecuencia, en los casos en los que no lo asume, queda expuesta a riesgos relacionados al desempeño y las medidas adoptadas por el operador para llevar a cabo las actividades. Dichas medidas podrían tener un efecto adverso significativo sobre el éxito de estos joint ventures, y afectar en forma adversa la situación patrimonial de Pampa Energía y los resultados de sus operaciones.

La Compañía lleva a cabo la mayoría de sus operaciones a través de joint ventures (acuerdos clasificados como de operaciones conjuntas para propósitos de su contabilización), y la imposibilidad de resolver cualquier discrepancia significativa con los socios de Pampa Energía o de continuar participando en dichos joint ventures podría tener un efecto adverso significativo en el éxito de sus operaciones

La Compañía en general lleva a cabo la mayoría de las operaciones de petróleo y gas a través de joint ventures y, en consecuencia, la continuidad de dichos joint ventures resulta vital para su éxito. En caso de que cualquiera de los socios de las empresas de la Compañía en tales joint venture decidiera rescindir su relación con la Compañía respecto de un joint venture o vender su participación en un joint venture, la Compañía podría verse incapacitada de reemplazar a su socio u obtener la financiación necesaria para adquirir la participación de dicho socio. En tal sentido, la falta de resolución por parte de la Compañía de las discrepancias con sus socios o la imposibilidad de continuar con sus joint ventures podría afectar negativamente su capacidad de llevar adelante las operaciones subyacentes de dicho joint venture, lo que a su vez, podría afectar negativamente la situación patrimonial de Pampa Energía y los resultados de sus operaciones.

La falta de cumplimiento por parte de Pampa Energía de sus compromisos de inversión bajo sus acuerdos de inversión podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones

Pampa Energía se ha comprometido a realizar ciertas inversiones bajo diferentes acuerdos de inversión. La falta de cumplimiento de dichos compromisos podría llevar a un incumplimiento contractual, generando la posibilidad para que se ejecuten garantías y/o la pérdida de derechos sobre el área subyacente, y ello podría tener un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de Pampa Energía.

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

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

María Agustina Montes
Delegada

operativos. La finalización de un pozo no asegura un retorno sobre la inversión ni la recuperación de los costos. Asimismo, la recolección y compresión de gas y las operaciones de la planta de tratamiento, así como las actividades de transporte, depósito y carga de petróleo de la Compañía están sujetas a todos los riesgos inherentes a dichas operaciones.

El Gobierno Argentino podría alterar y/o retrasar los pagos a los productores de gas natural bajo programas claves del Gobierno

La Compañía ha participado y participa en ciertos programas de promoción o estímulo a la producción de gas natural. En el marco del Plan Gas II (Resolución SE N° 60/13), los créditos registrados por la Compañía durante 2017 no fueron cobrados oportunamente. Al respecto, en mayo de 2018 la Compañía adhirió al procedimiento aprobado por la Resolución (ME&M) N° 97/18 para cancelar la compensación y/o pagos pendientes relacionados con dicho plan, en 30 cuotas iguales, mensuales y consecutivas a partir del 1 de enero de 2019.

Posteriormente, el 21 de febrero de 2019, se publicó la Resolución (SGE) N° 54/19, estableciendo la instrumentación de las cancelaciones a través de la entrega de títulos de deuda pública que no devengan interés y amortizan en 29 cuotas mensuales y consecutivas. En abril de 2019, la Compañía recibió la acreditación de bonos por un valor nominal de US\$143 millones. Al 31 de diciembre de 2021, la Compañía cobró en concepto de amortizaciones la totalidad de cuotas previstas.

El 16 de noviembre de 2020, a través del Decreto N° 892/20, el Gobierno Argentino aprobó el Plan Gas.Ar con el objeto de promover el desarrollo de la industria gasífera argentina sobre la base de un mecanismo licitatorio. La SE lanzó una licitación para la adjudicación de un volumen de 70 millones de m³ de gas natural por año calendario (CMMESA más distribuidoras). La Compañía resultó adjudicataria fue adjudicado por un volumen base de 4,9 millones de m³/día a US\$3,6 por millón de BTU y un volumen adicional de 1,0 millón de m³/día durante el período invernal a US\$4,7 por millón de BTU. Durante 2021, la SE convocó a una segunda y tercera ronda del Plan Gas.Ar, respectivamente (Res. N° 129/21, 984/21 y modificatorias). La Compañía participó de dichas rondas resultando adjudicataria de 0,8 millones de m³/día promedio a US\$4,7/MBTU y 2 millones de m³/día a US\$3,347/MBTU, respectivamente. Mediante Decreto N° 730/2022 se prorrogó el Plan Gas.Ar hasta el año 2028. Para más información, ver *“El Sector Energético Argentino — Marco Regulatorio de Petróleo y Gas - Marco Regulatorio del Mercado del Gas”*.

Los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Compañía dependen, en cierta medida, de su participación sostenida en un programa clave establecido por el Gobierno Argentino con el objeto de generar mayores niveles de actividad, inversión y empleo en el sector nacional de gas natural.

La Compañía no puede garantizar si el Gobierno Argentino podría alterar y/o retrasar los pagos a los productores de gas natural bajo los mencionados programas u otros programas claves que el Gobierno Argentino pueda crear en el futuro. Dichos retratos o modificaciones podrían afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Compañía.

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

La producción de los yacimientos de petróleo y gas disminuye a medida que se agotan las reservas, dependiendo del porcentaje de disminución que depende de las características del reservorio. En este sentido, las reservas comprobadas disminuyen a medida que se producen. El nivel de reservas y producción de petróleo y gas natural a futuro de la Compañía, y por lo tanto su flujo de efectivo y ganancias dependen en gran medida del éxito en el desarrollo eficiente de las reservas actuales, celebrando nuevos acuerdos de inversión y hallando o adquiriendo en forma económica reservas adicionales recuperables. Si bien hemos tenido éxito en identificar y desarrollar yacimientos comercialmente explotables en las perforaciones pasadas, esto podría no ocurrir en el futuro. Podríamos no identificar otros yacimientos comercialmente explotables o realizar perforaciones exitosas, completar o producir más reservas de petróleo o gas, y los pozos que han perforado y se prevé perforar en la actualidad podrían no resultar en el descubrimiento o producción de petróleo o gas natural en el futuro. Si Pampa Energía no pudiera reemplazar la producción actual y futura, se reducirá el

María Agustina Montes
Delegada

valor de las reservas y los resultados de las operaciones podrían verse negativamente afectados, como así también la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

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

Las reservas estimadas de petróleo y gas de Pampa Energía al 31 de diciembre de 2023 se basan en el informe de reservas a fin de año de Gaffney, Cline & Associates ("Estudio de Ingenieros Independientes de Reservas") (el "Informe de Reservas"). Aunque se clasifican como "reservas probadas", las reservas estimadas establecidas en el Informe de Reservas se basan en ciertos supuestos que podrían no ser precisos. Los supuestos económicos principales que utiliza el Estudio de Ingenieros Independientes de Reservas para realizar las estimaciones incluyeron los precios de venta de petróleo y gas determinados de acuerdo con los lineamientos descritos en el Informe de Reservas, gastos futuros y otras suposiciones económicas (incluidos intereses, regalías e impuestos) suministradas por la Compañía y sus subsidiarias.

El proceso de estimación de reservas lo inician con una evaluación inicial de los activos por geofísicos, geólogos e ingenieros. Un Coordinador de Reservas protege la integridad y objetividad de las estimaciones de reservas mediante la supervisión y la prestación de apoyo técnico a los equipos técnicos que son responsables de la preparación de las estimaciones de reservas. Las estimaciones de reservas de la compañía son aprobadas por el Director de Exploración y Producción de Petróleo y Gas. La ingeniería de reservas, al ser un proceso subjetivo de estimación de acumulación de hidrocarburos, dependiendo de la calidad de la información disponible y de la interpretación y juicio de los ingenieros y geólogos, no pueden ser medidos de una manera exacta, por lo tanto, dichas reservas no se basan en suposiciones precisas.

La ingeniería de reservas de petróleo y gas es un proceso subjetivo de estimación de acumulaciones de petróleo y gas que no pueden medirse de manera exacta, y las estimaciones realizadas por otros ingenieros podrían diferir significativamente de aquellas establecidas en este Prospecto. Varias suposiciones e incertidumbres resultan inherentes en la estimación de cantidades de reservas de petróleo y gas comprobadas, incluida la proyección de tasas de producción a futuro, la oportunidad y los montos de los gastos de desarrollo y precios de petróleo y gas, muchos de los cuales escapan al control de la Compañía. Los resultados de la perforación, pruebas y producción después de la fecha de la estimación podrían requerir revisiones. La estimación de las reservas de petróleo y gas de la Compañía podrían verse afectadas si, por ejemplo, no pudiéramos vender el petróleo y gas natural que producimos.

En tal sentido, las reservas estimadas generalmente difieren significativamente de las cantidades de petróleo y gas que en definitiva se recuperan, y si dichas cantidades recuperadas son sustancialmente inferiores a las estimaciones iniciales de reservas, ello podría tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de las operaciones como así también la situación patrimonial de Pampa Energía.

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

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

María Agustina Montes
Delegada

Pampa Energía podría incurrir en costos y pasivos significativos relacionados con cuestiones ambientales, sanitarias y de seguridad

La Compañía, así como las demás compañías que operan en la industria de petróleo y gas en Argentina, está sujeta a un amplio espectro de leyes y reglamentaciones ambientales, sanitarias y de seguridad. Estas leyes y reglamentaciones tienen un efecto significativo sobre las operaciones de la Compañía y podrían dar lugar a efectos adversos significativos sobre su situación patrimonial y los resultados de las operaciones.

La reglamentación ambiental, sanitaria y de seguridad y la jurisprudencia en Argentina se desarrollan a un ritmo acelerado y no puede asegurarse que dicha evolución no incrementará los costos de las actividades comerciales y pasivos de la Compañía. Asimismo, a causa de la preocupación sobre el riesgo que implica el cambio climático, una serie de países han adoptado o consideran adoptar nuevos requisitos regulatorios para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como impuestos al carbono, mayores estándares de eficiencia, o la adopción de límites máximos y regímenes de comercio. Si se adoptaran en Argentina, estos requisitos podrían tornar más costosos los productos de la Compañía y redirigir la demanda de hidrocarburos hacia fuentes relativamente más bajas de carbono como son las energías renovables.

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

En los últimos años, debido a factores de política económica, regulatorios y de gobierno, los precios internos del petróleo crudo, la nafta, el GO y otros combustibles han diferido sustancialmente respecto de los precios regionales e internacionales de tales productos, y la capacidad para incrementar o mantener los precios relacionados a precios internacionales y aumentos de los costos internos ha sido limitada.

Sin perjuicio de lo anterior, se destaca que, a través del Proyecto de Ley Ómnibus, el presidente electo Javier Milei tiene como objetivo introducir modificaciones a la Ley de Hidrocarburos para eliminar la facultad del Gobierno Nacional para intervenir o establecer los precios de comercialización en el mercado interno en cualquier etapa de la producción. Asimismo, establece que las empresas estatales solo podrán vender a precios que reflejen el equilibrio competitivo de la industria, con paridad de exportación o importación según corresponda. No podemos garantizar que el Proyecto de Ley Ómnibus sea aprobado por la Cámara de Diputados de Argentina.

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

La Compañía está expuesta a contracciones en la demanda de petróleo crudo y gas natural y a contracciones en la demanda de cualquiera de sus subproductos

La demanda de petróleo crudo y gas natural está muy influenciada por la actividad económica y el crecimiento a nivel local y mundial. Si bien la demanda aumentó en el pasado, está sujeta a volatilidad en el futuro. La demanda de subproductos del petróleo crudo también puede contraerse bajo ciertas condiciones, particularmente durante las desaceleraciones económicas. De acuerdo a las últimas estimaciones de la OPEP, se espera que la demanda mundial de petróleo crudo aumente en 2,2 millones de barriles diarios (mbd) durante 2024 y en 1,8 millones de barriles diarios (mbd) durante 2025.

Una mayor contracción de la demanda o el mantenimiento de los actuales niveles de demanda durante periodos de tiempo prolongados, podrían afectar negativamente los resultados de las operaciones de la Compañía.

María Agustina Montes
Delegada

|



María Agustina Montes
Delegada

POLÍTICAS DE LA EMISORA

a) Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales

En los últimos tres años se destacan las siguientes inversiones / desinversiones realizadas por la Compañía:

- (i) *Reorganización Societaria: Escisión de patrimonio neto de CISA y posterior fusión en Pampa Energía, por un lado, y en GASA, por el otro.*

Con fecha 6 de marzo de 2024, los respectivos directorios de la Compañía, CISA y GASA, resolvieron aprobar, ad-referéndum de las correspondientes resoluciones asamblearias y de las respectivas aprobaciones de los organismos de contralor, la escisión del patrimonio de CISA y la posterior fusión de dicho patrimonio escindido en la Compañía, por un lado, y en GASA, por el otro, estableciendo como fecha efectiva de fusión el 1 de enero de 2024.

A la fecha de este Prospecto dicho proceso de reorganización se encuentra pendiente de aprobación por parte de las asambleas de accionistas de la Compañía, de CISA y de GASA.

- (ii) *Proyectos de expansión eólica: PEPE IV y PEPE VI*

A fines del 2021, Pampa anunció la realización de PEPE IV (originalmente la ampliación de PEPE III), agregando 81 MW de potencia bruta mediante una inversión estimada de US\$128 millones, financiada con el primer Bono Verde de Pampa. PEPE IV está ubicado en Coronel Rosales, a 45 km de la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. Desde el 29 de diciembre de 2022, se encuentran habilitados 4 de los 18 aerogeneradores Vestas, estimando la habilitación completa para el segundo trimestre de 2023.

Asimismo, en febrero de 2023 Pampa anunció el inicio de la construcción de PEPE VI, un proyecto que contempla la instalación de 300 MW de energía eólica. La primera de las tres etapas es de 94,5 MW, erogando una inversión aproximada de US\$186 millones. Se estima que la inversión total de las tres etapas asciende a US\$500 millones. PEPE VI se encuentra en un predio lindante a PEPE II, a 18 km de la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. El proyecto consiste en el montaje 21 aerogeneradores marca Vestas, estimando la habilitación para el tercer trimestre de 2024.

La energía de estos parques se comercializará en el MAT ER a través de PPA en US\$ con privados.

- (iii) *Expansiones Comprometidas*

A continuación, se expone un resumen del estado de los proyectos de expansión comprometidos:

Proyecto	MW	Comercialización	Moneda	Precio de adjudicación			Inversión en US\$ millones ¹	Fecha de habilitación estimada
				Potencia por MW-mes	Variable por MWh	Total por MWh		
Térmico								
CTEB ²	279	PPA por 10 años	US\$	23.962	10,5	43	253	22-feb-2023
Renovable								
PEPE IV	81 ³	MAT ER	US\$	na	Na	58 ⁴	128	17-jun-23
PEPE VI	139,5	MAT ER	US\$	na	Na	62 ⁴	269	4T 2024

Nota: Al 31 de diciembre de 2023. **1** Sin impuesto al valor agregado. **2** Operada por Pampa (participación accionaria del 50%). **3** Habilitación gradual: 18 MW (dic-22), 18 MW (feb-23), 9 MW (abr-23), 9 MW (may-23) y 27 MW (jun-23). **4** Promedio estimado.

- (iv) *Adjudicación Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino*

María Agustina Montes
Delegada

Con fecha 15 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N°391/2020 mediante la cual adjudicó los volúmenes y precios en el Concurso Público Nacional para el esquema de oferta y demanda 2020-2024 dispuesto por la Resolución N° 317/2020 de la Secretaría de Energía (el “Concurso”), en el marco del Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino (el “Plan Gas.Ar”) aprobado por el Decreto N° 892/2020.

En este sentido, de un total de 67,42 millones de m3/día de base de gas natural a contratar, en términos de volumen ofrecido la Sociedad ha figurado en el top 5 a nivel nacional y tercero en la Cuenca Neuquina, habiéndosele adjudicado por un plazo de cuatro años a partir del 1 de enero de 2021 un volumen base de 4,9 millones de m3/día a un precio medio anual de US\$3,60 por millón de BTU. Asimismo, en el Concurso, la Sociedad fue la empresa con mayor crecimiento de producción ofrecida (+20% entre inyección base y período invernal que se menciona a continuación).

Adicionalmente, la Sociedad ha sido uno de los únicos tres productores que ofreció volumen adicional durante el período invernal, habiéndosele adjudicado 1,0 millón de m3/día a un precio de US\$4,68 por millón de BTU. Dicho volumen resulta indispensable para acompañar la alta estacionalidad de la demanda argentina, reduciendo importaciones de gas externo, uso de combustibles alternativos y morigerando el uso de reservas en moneda extranjera.

Posteriormente, con fecha 9 de marzo de 2021 la Secretaría de Energía mediante la Resolución N°169/2021 adjudicó los volúmenes y precios licitados en la segunda ronda bajo el Plan Gas.Ar. Al igual que en la primera ronda, la Compañía fue uno de los dos productores en ofrecer un volumen incremental de gas en invierno.

Finalmente, el 19 de octubre de 2021 la SE convocó la tercera ronda del Plan Gas.Ar para adquirir 6 millones de m3/día de gas (siendo la mitad de la Cuenca Neuquina), bajo un contrato de abastecimiento de gas con las mismas condiciones de la primera ronda adjudicada en diciembre de 2020, con vigencia entre mayo 2022 a diciembre 2024. El 10 de noviembre de 2021, la SE adjudicó un total de 3 millones de m3/día. Pampa participó y fue adjudicado por 2 millones de m3/día a US\$3,347/MBTU.

Con esta oferta, el compromiso de inyección la Compañía aumenta a 11 millones de m3 por día para los períodos invernales 2022-2024 y 9 millones de m3 por día para los períodos estivales de 2022-2024. En comparación con el 2020, representa un crecimiento del 56% en la producción invernal, los meses de mayor necesidad de abastecimiento de gas del país. De esta manera se impulsa la producción local de gas, reduciendo importaciones de gas, uso de combustibles líquidos y huella de carbono, y morigerando el uso de reservas en moneda extranjera.

Asimismo, en el marco del programa Transport.Ar, que incrementa la capacidad de transporte de gas, el 22 de diciembre de 2022 se adjudicaron las rondas 4 (Cuenca Neuquina) y 5 (Cuenca Austral) (Res. SE N° 860/22). Las rondas 4.1 y 5.1 extendieron gran parte del volumen base anual hasta diciembre de 2028. Pampa logró extender ambas rondas con las condiciones originales (total de 6,9 millones de m3/día).

La ronda 4.2 adjudicó nuevos volúmenes planos anuales y de pico invernales hasta diciembre de 2028. Los adjudicatarios pueden limitar hasta un 30% del volumen comprometido con ENARSA a clientes industriales y/o GNC, sujeto a la aprobación de SE.

Finalmente, la ronda 5.2 adjudicó el volumen incremental invernal para el periodo 2023 – 2028. El cliente es CAMMESA, con 80% de DoP diario y ToP mensual.

(v) *Aumento de la participación accionaria en OCP*

El 5 de diciembre de 2018, la Compañía, a través de su subsidiaria PEB, suscribió un acuerdo con Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV para la compra de las acciones representativas del 4,49% del capital social de OCP y de la deuda subordinada emitida por dicha sociedad. La transacción fue aprobada por el Estado Ecuatoriano el 8 de marzo de 2019 y ejecutada el 20 de junio de 2019, incrementando nuestra participación accionaria en OCP a 15,91%. En el caso que el crédito mencionado sea cobrado por PEB de forma anticipada a su vencimiento en 2021, PEB debería reembolsar a AGIP el 50% o 25% del monto cobrado en 2019 o 2020, respectivamente.

María Agustina Montes
Delegada

El cierre de la transacción implicó el reconocimiento de una ganancia de US\$ 25 millones en los estados financieros de la Compañía. Por otro lado, al 31 de diciembre de 2019 PEB registró una pérdida por deterioro sobre su participación previa en OCP (11,42%) por un monto de US\$ 6,7 millones.

Posteriormente, con fecha 12 de agosto de 2021, la Sociedad, a través de su subsidiaria PEB, suscribió un acuerdo con Occidental International Exploration and Production Company para la adquisición de la totalidad de las acciones de Occidental del Ecuador Inc. (actualmente, Pampa Ecuador Inc.) por US\$ 5 millones. Pampa Ecuador Inc. posee 14,15 % de participación en OCP Ltd. El cierre de la transacción implicó el reconocimiento de una ganancia de US\$ 17 millones en los estados financieros de la Compañía.

El 30 de noviembre de 2023, la Sociedad, a través de su subsidiaria PEB, suscribió un acuerdo con Perenco S.A. y Burlington Resources Oriente Limited para la adquisición de las acciones de EPHL, sociedad que posee una tenencia representativa del 4,02% de las acciones emitidas y en circulación de OCP Ltd.

Por último, con fecha 16 de enero de 2024, la Compañía, también a través de su subsidiaria PEB, suscribió un acuerdo con Repsol para la adquisición de su participación del 29,66% en OCP Ltd., adquiriendo de esta forma una participación directa e indirecta del 63,74% en OCP Ltd.

(vi) Venta de la Participación Controlante de la Compañía en Edenor

Con fecha 28 de diciembre de 2020, la Sociedad, en su carácter de vendedora, celebró el Contrato de Compraventa de Acciones de Edenor con Edelcos, como compradora e Integra Capital S.A., Daniel Eduardo Vila, Mauricio Filiberti y José Luis Manzano, como garantes, en virtud del cual se acordó, sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones precedentes, incluyendo sin limitación, las aprobaciones de la asamblea de accionistas de Pampa y del ENRE, vender 462.292.111 acciones ordinarias nominativas no endosables Clase A emitidas por Edenor, representativas del 51% del capital social y votos de dicha sociedad. Con fecha 17 de febrero de 2021, se celebró la asamblea de accionistas de Pampa en la cual se aprobó la Transacción Edenor y, con fecha 24 de junio de 2021, se publicó en el BO la Resolución ENRE N° 207/21, que autorizó a la Sociedad a transferir la totalidad de las acciones Clase A, representativas del 51% del capital social y votos de Edenor, en el marco del contrato de compraventa de acciones que fuera presentado a este ente. Con fecha 30 de junio de 2021 tuvo lugar el cierre de esta transacción, transfiriéndose la totalidad de las acciones clase A de Edenor de las que era titular la Compañía.

El precio de compra sería pagado en tres cuotas: (i) 21.876.856 acciones Clase B de Edenor y US\$5 millones, el cual fue cobrado en la fecha de suscripción del contrato; (ii) US\$50 millones, fue pagado en la fecha de cierre; y (iii) se pagaron US\$40 millones un año después de la fecha de cierre. Dado que la última cuota fue debidamente pagada a la fecha del presente Prospecto, no existen pagos pendientes bajo este contrato.

(vii) Venta de la Participación en Refinería del Norte S.A.

El 15 de septiembre de 2022, la Sociedad suscribió con Hidrocarburos del Norte S.A. (el "Comprador") un contrato para la venta de sus acciones Clase A representativas del 28,5% del capital social de Refinor, por un precio de US\$ 5,7 millones, supeditado al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes (el "Contrato").

El 14 de octubre de 2022, habiéndose cumplido las condiciones precedentes, la Sociedad transfirió las acciones mencionadas. Posteriormente, la Sociedad y el Comprador suscribieron una enmienda al Contrato (la "Enmienda") en virtud de la cual se acordó que la suma restante del pago del precio sería abonada de la siguiente manera: (i) US\$ 1,4 millones en la fecha efectiva de la Enmienda, es decir, el 22 de diciembre de 2023 (la "Fecha Efectiva de la Enmienda"); y (ii) US\$ 2,6 millones en 4 cuotas consecutivas semestrales de US\$ 0,65 millones a ser abonada la primera de ellas a los 6 meses a ser contados desde la Fecha Efectiva de la Enmienda.

María Agustina Montes
Delegada

A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad ha percibido la suma de US\$ 3,1 millones, encontrándose pendiente de cobro el monto de US\$ 2,6 millones, financiado a dos años desde la Fecha Efectiva de la Enmienda a una tasa fija nominal anual del 8%, de acuerdo con los términos de la Enmienda.

(viii) *Adquisición de Vientos de Arauco S.A.*

El 16 de diciembre de 2022, Pampa adquirió al Gobierno de la Provincia de La Rioja el 100% de Vientos de Arauco S.A. ("VAR"), sociedad que opera el Parque Eólico Arauco de 100 MW, ubicado en Arauco, provincia de La Rioja. Este parque comercializa su energía bajo el Programa RenovAr desde marzo de 2020 por 20 años. El precio de compra ascendió a US\$170 millones, abonando US\$128 millones al cierre de la transacción, y el resto en 12 cuotas mensuales durante el ejercicio 2023.

(ix) *Intercambio de Activos con Total Austral S.A.*

El día 16 de agosto de 2023, Pampa adquirió el 45% del Área Rincón de Aranda (el "Área") propiedad de Total Austral S.A. ("Total"), y a cambio cedió a Total el 100% del PEMC, un parque eólico de 100 MW, ubicado en la ciudad de Bahía Blanca. El Área tiene una concesión para la explotación convencional de hidrocarburos, la cual se solicitará que sea reconvertida a una concesión no convencional (condición precedente para la ejecución de ambas transacciones), en la cual la Sociedad pasará a concentrar el 100% de la nueva concesión no convencional, incrementando así tanto sus reservas como su producción de crudo. Con esta incorporación, Pampa sigue diversificando su presencia en el sector energético, refuerza su apuesta al desarrollo de Vaca Muerta y aumenta su exposición en el segmento del petróleo no convencional, en un bloque con un gran potencial productivo.

Calidad, Seguridad, Medio Ambiente y Salud Ocupacional

La Compañía está comprometida para que el desarrollo de sus negocios sea con los más altos estándares de calidad, seguridad, medio ambiente y salud; a favor del bienestar de las personas, el cuidado del medio ambiente y la eficiencia energética.

En consideración del contexto de la industria en la que opera, la experiencia de la Compañía, las mejores prácticas, normas y estándares internacionales, en 2021 se aprobó una nueva Política de Gestión Integrada como evolución de la anterior Política de Calidad, Seguridad, Medio Ambiente y Salud ("CSMS"). La nueva Política fue readecuada a la estructura actual de la Compañía y sus desafíos en la materia, impulsando el desarrollo sostenible de nuestros negocios. El objetivo es unificar los estándares de CSMS en los distintos procesos de nuestras operaciones, resguardando la mayor seguridad posible dentro del normal desarrollo de cada actividad. Asimismo, dicha Política permite fortalecer la cultura Pampa y la relación con los distintos grupos de interés, visibilizar los compromisos requeridos por las normas internacionales certificables y mejorar su comprensión y compromiso.

En 2021, a pesar del contexto de pandemia que requirió especial atención de toda la Compañía, Pampa continuó avanzando con los programas de gestión en todas sus operaciones, destinando recursos para la capacitación del personal, y bajo una gestión integrada y alineada, fortaleciendo la cultura Pampa en aspectos de CSMS.

(i) *Calidad de Gestión*

Pampa avanza en la calidad de su gestión tomando como referencia las normas internacionales ISO y el modelo del "Premio Nacional de Calidad" de Argentina procurando la mejora continua. Las principales metodologías de Calidad de Gestión aplicadas son: Matriz de Gerenciamiento de Riesgos operativos ("MGR"), el ciclo de desempeño en CSMS, la administración de sistemas certificados de gestión y la calidad de gestión diaria.

Con el objetivo de reducir los riesgos inherentes a sus operaciones, la Compañía aplicó la MGR. En 2021 se implementó el 60% de los planes de mejora definidos en las evaluaciones realizadas en 2020 para el tratamiento de los riesgos mayores identificados.

María Agustina Montes
Delegada

En la Compañía se evalúa el desempeño en CSMS en todos nuestros activos a partir de la definición de metas y el monitoreo sistemático del tablero de indicadores de CSMS, desarrollado en la plataforma QlikView, lo cual permite tomar decisiones en tiempo real y conocer su evolución. Asimismo, se continúan incorporando mejoras al tablero de CSMS. Durante el 2021 mantuvimos la meta de cero anomalías ambientales mayores y cumplimos la mayoría de las metas estratégicas propuestas, aún más exigentes que en 2020.

En 2021 la Compañía completó el programa de mantenimiento y recertificación bajo las normas ISO, mostrando la eficacia en el alcance de los objetivos y compromiso con nuestros grupos de interés: se mantuvieron las certificaciones ISO 9001 (Gestión de Calidad), 14001 (Gestión Ambiental) y 50001 (Gestión de Energía) y se completó la migración de OHSAS 18001 hacia la ISO 45001 (Seguridad y Salud en el Trabajo). Asimismo, certificó ISO 55001 (Gestión de Activos) en todas las centrales eléctricas, un hito innovador y el más relevante en esta norma en la región, con el fin de optimizar la gestión de los activos en equilibrio entre desempeño, riesgos y costos.

Por otro lado, se realizaron mejoras en ciertos aplicativos desarrollados en la plataforma SharePoint, procurando mayor agilidad y mejor experiencia de los usuarios, y se consolidó el aplicativo TERV, herramienta que permite gestionar el cumplimiento legal de CSMS en todas las operaciones.

Finalmente, desde el 2013 en Pampa se seleccionan las prácticas destacadas en materia de mejoras para participar en el encuentro anual nacional de la Sociedad Argentina Pro-Mejoramiento Continuo y poder compartir nuestra experiencia y conocimiento. En el 26° encuentro anual 2021, con 21.000 visitantes de 10 países, presentamos el trabajo: “Programa Pampa de testeos rápidos preventivos por Covid-19”, experiencia exitosa implementada para el adecuado manejo de la crisis generada por la pandemia.

(ii) Seguridad e Higiene

En 2021, la Compañía continuó con el desarrollo de iniciativas para mejorar la gestión y el desempeño en materia de seguridad en cada activo. En base a un análisis crítico realizado sobre la accidentalidad, se diseñó una capacitación específica para prevención de accidentes en miembros superiores e inferiores. Asimismo, se revisó de manera integral el estándar de Gestión de Riesgos en base a la norma ISO 31000.

En lo que se refiere a higiene industrial, la Compañía continúa trabajando en la mejora de los mapas de riesgos químicos, físicos y ergonómicos. En 2021 se revisaron y presentaron los mapas para poder realizar los exámenes periódicos de salud que en 2020 fueron postergados por la autoridad de aplicación debido a la pandemia. Asimismo, se continuó con el Sistema de Vigilancia de Sustancias y Compuestos Cancerígenos establecido por la Superintendencia de Riesgos del Trabajo.

(iii) Medio Ambiente

Las operaciones de la Compañía son realizadas dentro de un contexto de desarrollo sostenible. Pampa está comprometida con la protección del medio ambiente y en cada proyecto se busca utilizar en forma racional los recursos naturales, aplicando tecnologías adecuadas y económicamente viables.

Durante el 2021 la Compañía continuó con la implementación y difusión de los Principios del Ambiente, que facilitan el cumplimiento de nuestra Política de Gestión Integrada. Los Principios se encuentran alineados a los ODS 4, 6, 7, 8, 9, 12, 13 y 17, y mediante acciones específicas contribuimos a las metas de la Agenda Global 2030. En particular, en línea con la necesidad energética del país, buscamos reducir las emisiones a la atmósfera y fomentar el consumo responsable de la energía en nuestras actividades. Asimismo, al igual que en 2020, nos sumamos al programa Conectando Empresas con los ODS del CEADS-EY Argentina, para difundir buenas prácticas, demostrando el compromiso de Pampa con el desarrollo sostenible.

(iv) Respuesta ante la Emergencia



María Agustina Montes
Delegada

La Compañía actúa en la prevención de eventos indeseables y se prepara para dar respuesta rápida y eficaz a situaciones de emergencia. Continuamos realizando simulacros periódicos, promoviendo el ejercicio de las prácticas establecidas y mejoras puntuales que se incorporan al sistema de gestión integrado.

En 2021 Pampa también realizó capacitaciones conformes en los Planes de Respuesta a la Emergencia, superando las 500 horas de formación para desarrollar habilidades y competencias, además de coordinar las actividades necesarias en caso de ocurrencia de algún evento no deseado. Además, avanzamos con el relevamiento y actualización de los escenarios de emergencias críticos para todos los negocios.

Asimismo, se continuó con el relevamiento del estado de los sistemas de protección y abatimiento de incendio, evaluando y garantizando su correcto funcionamiento y capacidad de respuesta. Mediante capacitaciones teórico-prácticas, implementamos el Sistema de Comando de Incidentes, una metodología de atención de emergencias, realizando los primeros simulacros de campo con movilización de recursos y participación de fuerzas vivas en CTGEBBA y HPPL. Finalmente, se realizaron actividades de relacionamiento y capacitación con bomberos, Gendarmería, Defensa Civil y otras organizaciones pertenecientes a las comunidades donde operamos.

(v) *Salud Ocupacional*

En 2021, la Compañía continuó desarrollando los programas de promoción de la salud con foco en la prevención y generando ámbitos de trabajo saludable, contribuyendo al ODS 3.

Durante 2021, la Compañía implementó SUMA Bienestar, programa centrado en el bienestar físico, emocional, laboral, financiero y en la vida personal de los colaboradores. En este contexto, se desarrollaron acciones tendientes a generar hábitos y conductas saludables a través del Programa de Promoción y Protección de la Salud. Dichas acciones fueron desarrolladas en función del diagnóstico de salud realizado a partir de los exámenes médicos anuales a todos los empleados. Se contemplan riesgos ocupacionales y epidemiológicos, permitiendo diseñar un programa de salud específico según los grupos de riesgo relevados.

Adicionalmente, en Pampa continuamos desarrollando los cursos de RCP (Resucitación Cardio-Pulmonar) y Primeros Auxilios, el plan de actividad física y las campañas de vacunación antigripal y antitetánica. Durante el 2021 se continuó desarrollando el programa de Cardioprotección, según estándares internacionales y se recertificó ante Experta ART como "Empresa Cardioprotegida" hasta el 2023.

La Compañía es empresa amiga de la hemo-donación, por lo que en 2021 continuó promoviendo dentro de sus instalaciones colectas de sangre en forma voluntaria para su personal.

b) Políticas de dividendos y agentes pagadores

De conformidad con las disposiciones de la Ley de Impuesto a los Bienes Personales, se requiere a la Compañía abonar el impuesto a los bienes personales, pagadero por la totalidad de los accionistas de la Compañía sujetos al impuesto a la AFIP al 31 de diciembre de cada año. Si bien la ley permite a las compañías recuperar los montos abonados, dicho recupero puede ser engorroso. En la práctica, las compañías usualmente soportan el costo de este impuesto, que afecta negativamente sus resultados y no genera ninguna deducción de impuesto a las ganancias. Luego de la revisión y análisis de las alternativas disponibles para las empresas cuyas acciones se encuentran listadas en el BYMA a los efectos del recupero de dichos pagos de impuestos, la Compañía estableció una política en diciembre de 2007 para el pago de dividendos como adelanto del pago de impuestos en un monto compensatorio.

La Compañía no declaró dividendos respecto de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, el 31 de diciembre de 2022 y el 31 de diciembre de 2021.

María Agustina Montes
Delegada

Los tenedores de ADRs tienen derecho a recibir dividendos en la misma medida que los titulares de acciones ordinarias de la Compañía. La Compañía no ha pagado dividendos en los últimos tres ejercicios. No obstante, la Compañía puede decidir pagar dividendos en el futuro de conformidad con las leyes aplicables y en base a distintos factores existentes en dicho momento, incluyendo:

1. la situación patrimonial, resultados operativos y necesidades anticipadas de efectivo de la Compañía;
2. condiciones económicas y comerciales generales de la Compañía;
3. planes estratégicos y posibilidades de negocios de la Compañía;
4. restricciones legales, contractuales y regulatorias sobre la capacidad de abonar dividendos de la Compañía; y
5. otros factores que el directorio de la Compañía pueda considerar relevantes.

Bajo la Ley General de Sociedades, la declaración y el pago de dividendos anuales, en la medida en que la compañía presente ingresos acumulados de acuerdo con las NIIF y las normas de la CNV, son determinados por los accionistas en la asamblea ordinaria de accionistas anual. Asimismo, bajo la Ley General de Sociedades, el 5% de la ganancia neta correspondiente ejercicio calculado de acuerdo con las NIIF y las Normas de la CNV debe ser asignado por medio de resolución adoptada por la asamblea de accionistas a una reserva legal hasta que ésta alcance el 20% del capital accionario. Dicha reserva legal no está disponible para distribución.

Monto disponible para distribución

Los dividendos pueden ser legítimamente declarados y abonados solamente a partir de los ingresos de la Compañía reportados en sus estados financieros aprobados por la asamblea anual de accionistas. Bajo la Ley General de Sociedades, las compañías abiertas (como es el caso de la Compañía) pueden distribuir dividendos provisionales o dividendos por adelantado a partir de los estados financieros auditados de períodos intermedios.

Bajo la Ley General de Sociedades y el estatuto de la Compañía, la ganancia neta anual (ajustada a los fines de reflejar cambios en los resultados de ejercicios anteriores) se asigna en el siguiente orden: (1) para cumplir con el requisito de la reserva legal del 5% de ganancia neta de la Compañía hasta que dicha reserva sea equivalente al 20% del capital accionario; (2) a las reservas facultativas o contingentes, conforme pueda ser resuelto oportunamente por los accionistas de la Compañía en la asamblea anual ordinaria; (3) el remanente de la ganancia neta correspondiente al ejercicio puede ser distribuido en la forma de dividendos sobre las acciones ordinarias, y/o (4) conforme a lo resuelto de otro modo por los accionistas de la Compañía en la asamblea anual ordinaria.

El directorio, en la asamblea anual ordinaria, presentará los estados financieros de la Compañía correspondientes al ejercicio anterior, junto con los informes sobre ello de la comisión fiscalizadora y los contadores independientes. Dentro de los cuatro meses posteriores al cierre de cada ejercicio, una asamblea anual ordinaria debe celebrarse para aprobar los estados financieros de la Compañía y determinar la asignación de la ganancia neta del ejercicio de la Compañía.

Bajo las normas aplicables de la CNV, los dividendos en efectivo deberán ser abonados dentro de los 30 días de la asamblea de accionistas que los haya aprobado. En el caso de dividendos en acciones, se requiere otorgar acciones dentro de los tres meses de recibir la notificación de autorización de la CNV para la oferta pública de las acciones relacionadas con dichos dividendos. El plazo de prescripción del derecho de un accionista a recibir dividendos declarados por la asamblea es de tres años contados desde la fecha en la cual se hubieran puesto a disposición del accionista.

La Ley del Impuesto a las Ganancias establece que cuando el monto de dividendos distribuidos por beneficios obtenidos hasta el ejercicio anterior al iniciado a partir del 1 de enero de 2018, exceda las ganancias impositivas determinadas de acuerdo a la norma, acumuladas al cierre del ejercicio inmediato anterior a la fecha del pago o distribución de los dividendos, el referido excedente quedará alcanzado por una retención con carácter de pago único y definitivo del 35%.

De acuerdo con lo dispuesto por la Ley N° 27.430, los dividendos originados por las ganancias obtenidas por ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2020 estarán sujetos a una retención del 13%. Sin embargo, con motivo de las

María Agustina Montes
Delegada

modificaciones introducidas por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y la Ley N° 27.630, la alícuota de retención del 7% se mantiene desde el 31 de diciembre de 2019, sin modificaciones para los ejercicios fiscales futuros.



María Agustina Montes
Delegada

INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN, DEL CONSEJO DE VIGILANCIA Y COMITÉ DE AUDITORÍA

Directores o Administradores y Gerencia

Directorio

El siguiente cuadro muestra información acerca de los miembros titulares y miembros suplentes del Directorio de la Compañía, cuyos mandatos vencen de forma escalonada. El Directorio de la Sociedad ha convocado a Asamblea de Accionistas a celebrarse el 29 de abril de 2024 a efectos de tratar la designación de los reemplazos de aquellos directores cuyo mandato ha vencido en diciembre de 2023 y a fin de completar las vacantes producidas por los directores renunciantes. De acuerdo con la ley argentina, cada miembro mantiene su cargo en el directorio hasta que una nueva asamblea designe a los nuevos directores.

Nombre completo	DNI	CUIT/CUIL	Cargo	Fecha de designación	Fecha de conclusión del mandato
Marcos Marcelo Mindlin	16785538	20-16785538-6	Presidente	29/04/2021	31/12/2023
Gustavo Mariani	21820607	20-21820607-8	Vicepresidente	26/04/2023	31/12/2025
Ricardo Alejandro Torres	11986407	20-11986407-1	Director	26/04/2023	31/12/2025
Damián Miguel Mindlin	17819888	20-17819888-3	Director	29/04/2021	31/12/2023
Carolina Zang ^{(1) (2)}	22992955	27-22992955-6	Director	27/04/2022	31/12/2024
Carlos Correa Urquiza ^{(1) (2)}	20964852	20-20964852-1	Director	27/04/2022	31/12/2024
María Carolina Sigwald	18599671	27-18599671-4	Directora	29/04/2021	31/12/2023
Silvana Wasersztrom ^{(1) (2)}	20203356	27-20203356-9	Directora	26/04/2023	31/12/2025
Mariana de la Fuente	20493699	23-20493699-4	Director Suplente	27/04/2022	31/12/2024
Clarisa Lifsic ^{(1) (2)}	16247555	27-16247555-5	Director Suplente	27/04/2022	31/12/2024
Clarisa Vittone ^{(1) (2)}	18378595	27-18378595-3	Director Suplente	27/04/2022	31/12/2023
Diego Martín Salaverri	17192621	20-17192621-2	Director Suplente	27/04/2022	31/12/2024
María Agustina Montes	29.076.382	27-29076382-2	Directora Suplente	26/04/2023	31/12/2025
Mauricio Penta	25396351	20-25396351-5	Director Suplente	29/04/2021	31/12/2023
Horacio Jorge Tomás Turri	14188371	20-14188371-3	Director Suplente	26/04/2023	31/12/2025
Lorena Rappaport ^{(1) (2)}	22425080	27-22425080-6	Director Suplente	27/04/2022	31/12/2024

⁽¹⁾ Directores independientes bajo la ley argentina.

⁽²⁾ Directores independientes bajo la Norma 10A-3 de la Ley de Títulos Valores de 1934, y sus modificatorias.

Con fechas 12 de septiembre de 2023 y 29 de noviembre de 2023 el Sr. Darío Epstein y la Sra. María Renata Scafati, respectivamente, enviaron al Directorio de la Sociedad sus renunciaciones a sus cargos de directores titulares de la Compañía. Asimismo, con fechas 22 de noviembre de 2023 y 29 de noviembre de 2023 las Sras. Diana Mondino y Emilse Juárez, respectivamente, renunciaron a sus cargos de directores suplentes. Dichas renunciaciones fueron aprobadas por el Directorio de la Sociedad en las reuniones de fechas 8 de noviembre de 2023, 14 de diciembre de 2023 y 4 de enero de 2024, y sus reemplazantes serán designados en la próxima Asamblea de Accionistas de la Sociedad.

La única relación familiar entre los otros miembros del Directorio de la Compañía es entre Marcos Marcelo Mindlin y Damián Miguel Mindlin que son hermanos.

A continuación, se incluye una breve descripción biográfica de los directores de la Compañía.

Marcos Marcelo Mindlin, nacido el 19 de enero de 1964, es uno de los fundadores de Pampa Energía, miembro del directorio desde junio de 2006 y actualmente se desempeña como presidente del directorio de la Compañía; ocupó la posición de CEO entre 2016 y 2018. El Sr. Mindlin tiene una maestría en administración de empresas de la Universidad

María Agustina Montes
Delegada

del CEMA (Centro de Estudios Macroeconómicos) y es economista graduado en la Universidad de Buenos Aires. Entre 1991 y 2003, el Sr. Mindlin fue accionista, vicepresidente y CFO de IRSA, compañía líder en el sector inmobiliario argentino. Adicionalmente, el Sr. Mindlin fue vicepresidente de Alto Palermo, empresa propietaria y líder en la operación de shopping centers en Buenos Aires, y de Cresud S.A.I.C, una de las principales empresas agrícolas de la Argentina que cotizan en bolsa. Entre 1999 y 2004, se desempeñó como director y miembro del comité ejecutivo de Banco Hipotecario, banco líder en el segmento hipotecario argentino. El Sr. Mindlin posee una vasta experiencia en América Latina a través de cargos en Brazil Realty en Brasil y Fondos de Valores Inmobiliarios en Venezuela. En noviembre de 2003, el Sr. Mindlin renunció a IRSA para focalizar su trabajo en Grupo EMES (antes Grupo Dolphin), co-fundada por él mismo en 1989, donde actualmente también se desempeña como presidente del Directorio. Adicionalmente, el Sr. Mindlin es fundador y presidente de una organización sin fines de lucro denominada Fundación Pampa Energía Comprometidos con la Educación, iniciada en el año 2008, cuya misión es fomentar el desarrollo y educación infantil. Asimismo, es expresidente del comité ejecutivo de Tzedaká, una fundación de la comunidad judeo-argentina, desde el año 2016 es presidente del Museo del Holocausto y es miembro del Council of the Americas. El Sr. Mindlin también ocupa el cargo de Presidente de Grupo Dolphin Holding S.A., Emes Finance S.A. y es director titular Orígenes Seguros de Retiro S.A., y Consultores Fund Management.

Gustavo Mariani, nacido el 9 de septiembre de 1970, es miembro titular del Directorio de Pampa Energía desde 2005, y actualmente es Vicepresidente del mismo y CEO. El Sr. Mariani es graduado en economía de la Universidad de Belgrano y obtuvo una maestría en administración de empresas de la Universidad del CEMA (Centro de Estudios Macroeconómicos) y posee la designación de CFA (Chartered Financial Analyst) desde 1998. En el año 1993 se unió al Grupo Dolphin como analista y se desempeñó como Gerente de Portfolio del mismo. El Sr. Mariani actualmente es Presidente de HIDISA, HINISA, Comercializadora e Inversora S.A. ("CISA"), Generación Argentina S.A. y Emes Air S.A. Asimismo, es Vicepresidente de SACDE. También es Director Titular de., Grupo Emes S.A., Emes Finance S.A, Grupo Dolphin Holding S.A., Orígenes Seguros de Retiro S.A. y Sitios Argentinos S.A; y Director Suplente de CIESA. Finalmente, es vicepresidente en "Fundación Pampa Energía Comprometidos con la Educación".

Ricardo Alejandro Torres, nacido el 26 de marzo de 1958, es miembro titular del Directorio de Pampa Energía desde 2005. El Sr. Torres se graduó como Contador Público Nacional y obtuvo un MBA en el Instituto de Altos Estudios Empresariales-Escuela de Negocios de la Universidad Austral y fue profesor de impuestos y finanzas en la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires. El Sr. Torres es Presidente de, Pop Argentina S.R.L., Orígenes Seguro de Retiro S.A, y Digipa S.A. Asimismo, es miembro de los directorios de CITELEC, HIDISA, HINISA, CISA, Transba, Transener, y Fiplasto S.A. El Sr. Torres es Presidente de La Fundación Observatorio Argentinos por la Educación.

Damián Miguel Mindlin, nacido el 3 de enero de 1966, es miembro titular del Directorio de Pampa Energía desde el año 2005. El Sr. Mindlin se unió al Grupo Dolphin en el año 1991 como accionista y director, y desde el año 2003 se desempeñó como Gerente de Portfolio de dicho grupo. En la actualidad se desempeña como Presidente de SACDE, Profingas S.A., Líneas del Norte S.A., Minera Geometales S.A., Compañía Americana de Trasmisión Eléctrica S.A., Corpus Energía S.A., Posadas Encarnación S.A., y ARPHC S.A.; es Vicepresidente de HIDISA, HINISA, Sitios Argentinos S.A, Grupo Emes S.A., Emes Finance S.A, Grupo Dolphin Holding S.A., y Orígenes Seguros de Retiro S.A; y es miembro titular de los directorios de CIESA, Consultores Fund Management Ltd, y suplente de Transba, CISA, Digipa S.A., CITELEC, Emes Air S.A. y BYMA.

Carolina Zang, nacida el 26 de octubre de 1972. La Sra. Zang es abogada por la Universidad de Buenos Aires y obtuvo una maestría en Derecho en la New York University School of Law (1998). Es socia de ZBV en el área de mercados y finanzas. Trabajó en Chadbourne & Parke LLP (1998), y en la Dirección Nacional de Legales de la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente Humano (1995). También es Directora Titular del Colegio de Abogados de la Ciudad de Buenos Aires, miembro del Consejo de Administración de la Fundación de Adebá (Asociación de Bancos Argentinos), miembro del Consejo Consultivo de Cippec (Centro de Implementación de Políticas Públicas para la Equidad y el Crecimiento), y miembro del Consejo de Abogados por los Derechos Civiles y Económicos del Cyrus R. Vance Center for International Justice de la ciudad de Nueva York. Asimismo, es miembro suplente del Consejo de Administración de Brasilagro Companhia Brasileira de Propriedades Agrícolas.

María Agustina Montes
Delegada

María Carolina Sigwald, nacida el 15 de noviembre de 1967, es miembro del Directorio de Pampa Energía desde el año 2018 (desde el año 2017 al año 2019 fue miembro suplente, y actualmente es miembro titular) y se desempeña como Directora Ejecutiva de Asuntos Legales de Pampa. La Sra. Sigwald se graduó de abogada con honores, título expedido por la Universidad de Buenos Aires. Su carrera profesional como letrada comenzó en Central Puerto luego de su privatización, continuó en Chadbourne & Parke como asociada en sus oficinas de Nueva York y luego en la Corporación Interamericana de Inversiones (IIC) con sede en Washington. En 1998, la Sra. Sigwald regresó a Argentina y fundó el estudio Díaz Bobillo, Sigwald & Vittone, en el cual se desempeñó como consultora externa legal para compañías energéticas, entre ellas Pampa Energía. Antes de ingresar a Pampa, entre 2015 y 2017 la Sra. Sigwald fue directora de asuntos regulatorios y legales de Edenor. Actualmente, es miembro titular de los directorios de CITELEC, CTB, Transba, TGS y, CIESA., CISA y Vientos de Arauco Renovables S.A.U. ("VAR") y miembro suplente de Transener, Vientos Solutions Argentina S.A.U. y Fiplasto S.A. Asimismo, la Sra. Sigwald se desempeña como Vicepresidente de Enecor, Autotrol, Pampa Energía Soluciones S.A., Digipa S.A., Pampa Energía Bolivia S.A. y Generación Argentina S.A. La Sra. Sigwald es vocal de la Fundación Pampa Energía Comprometidos con la Educación.

Carlos Correa Urquiza, nacido el 17 de septiembre de 1969, es miembro titular del Directorio de Pampa Energía desde el año 2019. Actualmente se desempeña como gerente de la mesa de dinero, en el área financiera de Banco Hipotecario SA. Anteriormente, se desempeñó como jefe de back office en Consultores Asset Management. Asimismo, es miembro titular en BACS Administradora de Activos S.A. El Sr. Correa Urquiza es graduado en Administración de Empresas de la Universidad de Belgrano y obtuvo un master en Administración Bancaria en la Universidad del CEMA.

Silvana Wasersztrom, nacida el 18 de marzo de 1968, se desempeña como miembro del Directorio de Pampa Energía desde el año 2021. La Sra. Wasersztrom es abogada, y realizó estudios de posgrado en Derecho Tributario y Aduanero en la Universidad Austral y la Universidad de Belgrano. Desde el año 2012 ejerce su profesión de forma independiente en su propia firma. Previamente, trabajó en el estudio de abogados Marval, O'Farrell & Mairal Abogados en el área de impuestos y comercio exterior, y anterior a ello, realizó una experiencia profesional en el estudio Mc Farlane, Ferguson, Allison & Kelly, en Florida (Estados Unidos de Norteamérica) en el área de impuestos y negocios con Japón (año 1992 a 1993).

Clarisa Lifsic, nacida el 28 de julio de 1962. La Sra. Lifsic es graduada en Economía de la Universidad de Buenos Aires y tiene un Master of Science in Management del Massachusetts Institute of Technology (MIT) summa cum laude. También es directora titular de varias empresas como La Pionera de Anta, La Morocha del Sur, STAT Research y Biomakers SA entre otras.

Mariana de la Fuente, nacida el 5 de diciembre de 1968. Es Licenciada en Psicología de la Universidad de Buenos Aires y realizó diversas especializaciones y posgrado en administración de empresas en el Instituto de Altos Estudios Empresariales (IAE) y de recursos humanos en la Universidad de Michigan, EEUU. Desde noviembre de 2021 es Directora de Recursos Humanos de Pampa Energía. Previamente, desde 2014, se desempeñó como Directora de Recursos Humanos de EDENOR y con anterioridad de EDEN (Empresa Distribuidora de Energía Norte), ambas empresas formaron parte del Grupo Pampa. Desde 1990, ha ocupado posiciones de liderazgo relacionados con recursos humanos para Argentina o la Región Latinoamericana en varias empresas multinacionales, entre ellas Monsanto, Cervecería Quilmes, Cabot y Abertis. Actualmente es miembro titular del directorio de Transba y miembro suplente de CITELEC.

Clarisa Vittone, nacida el 6 de octubre de 1967. La Sra. Vittone es graduada en Abogacía, con Especialización en Derecho Empresarial de la Universidad de Buenos Aires y cuenta con un Posgrado en Gestión de ONGs de la Universidad de San Andrés. Desde 2011 es Partner en Amrop Argentina, una de las compañías globales de búsqueda de ejecutivos más importantes y es Miembro del Comité Regional de Desarrollo de Negocios de Amrop Latinoamérica. Lidera en Latinoamérica la práctica de diversidad e inclusión. Su segunda área de especialización es el talento digital. Y, en tercera instancia, la profesionalización de Directorios. Desde 2015, asesora a empresas para su transformación digital, fomentando el desarrollo de competencias digitales, promoviendo activamente la digitalización en el C-level y Directorios. Anteriormente trabajó en Valuar, una compañía de prestigio local en búsqueda de ejecutivos. Previo a ello,

María Agustina Montes
Delegada

la Sra. Vittone cuenta con 15 años de trabajo en Deutsche Bank y EFG Bank, en roles ejecutivos de banca corporativa, banca de inversión y banca privada.

Diego Martín Salaverri, nacido el 7 de agosto de 1964, es miembro suplente del Directorio de Pampa Energía desde agosto de 2020 y es socio fundador del estudio jurídico Salaverri, Burgio & Wetzler Malbrán. Es abogado graduado en la Universidad Católica Argentina en 1988. Actualmente, el Sr. Salaverri se desempeña como vicepresidente en SACDE, director titular en PE Energía Ecuador LTD y director suplente en Grupo Emes S.A. y Compañía de Inversiones de Energía S.A. Es asimismo miembro titular de la comisión fiscalizadora de Life Seguros de Personas y Patrimoniales S.A., Préstamos y Servicios S.A., Grupo Dolphin Holding S.A., Orígenes Seguros de Retiro S.A., Cardif Seguros S.A. (cambio de denominación a Life Insurtech Compañía de Seguros S.A. pendiente de ser conformado por la Superintendencia de Seguros de la Nación) y Soluciones de Asistencia Integral; y miembro suplente de la comisión fiscalizadora de GSF S.A. y de Partners I S.A. Asimismo, es síndico suplente de Norpatagónica S.A.

María Agustina Montes, nacida el 28 de septiembre de 1981, es miembro suplente del Directorio de Pampa Energía. La Sra. Montes es abogada graduada de la Universidad de Buenos Aires. Actualmente, se desempeña como Gerente de Legales Corporativo y M&A de la Sociedad habiendo ingresado en la sociedad en el año 2011. Asimismo, se desempeñó en el estudio Cleary, Gottlieb, Steen & Hamilton en sus oficinas de Nueva York, durante el año 2014. Previamente, la Sra. Montes se desempeñó como abogada en el estudio Bruchou, Fernandez Madero & Lombardi. Actualmente, la Sra. Montes se desempeña como directora titular de HINISA y Pampa Energía Bolivia S.A., y como directora suplente de Enecor y, HIDISA, Transba, TGS, CITELEC, CTB, Digipa S.A., CISA, VAR y Autotrol. La Sra. Montes se desempeña como presidente en Trovinver S.A.

Horacio Turri, nacido el 19 de marzo de 1961, es miembro suplente del Directorio de Pampa Energía desde el año 2019. El Sr. Turri se graduó como Ingeniero Industrial en el Instituto Tecnológico Buenos Aires. Se desempeñó como CEO de Central Puerto S.A., Hidroeléctrica Piedra del Águila y Gener Argentina S.A. Previamente se desempeñó como analista de proyectos de petróleo, gas y energía en SACEIF Luis Dreyfus, desde 1990 a 1992. Asimismo, se desempeñó en las empresas Arthur Andersen & Co. y Schlumberger Wireline en 1987-1990 y 1985-1987, respectivamente. Actualmente, se desempeña como Director Ejecutivo de Petróleo y Gas en Pampa Energía y como Vicepresidente de TGS y CIESA.

Mauricio Penta, nacido el 23 de julio de 1976, es miembro suplente del Directorio de Pampa Energía desde el año 2018. El Sr. Penta es graduado de la Universidad Argentina de la Empresa como Contador Público y obtuvo un MBA en Altos Estudios Empresariales. Actualmente se desempeña como Director Ejecutivo de Administración, Sistemas y Abastecimientos habiéndose desempeñado previamente en Deloitte y en el Grupo Cencosud como Gerente de Impuestos. Adicionalmente, el Sr. Penta se desempeña como director titular de CTB, Pampa Energía Soluciones S.A. y director suplente de Generación Argentina S.A. y VAR.

Lorena Rappaport, nacida el 21 de octubre de 1971. La Sra. Rappaport es graduada en Derecho en la Universidad de Belgrano, se encuentra certificada como Compliance Officer por la International Federation of Compliance Associations (IFCA) – Universidad del CEMA – Asociación Argentina de Etica y Compliance en 2016 y tiene una especialización en Legal Tech and Innovation otorgada por George Washington University en 2020.

Funciones y Facultades del Directorio

De acuerdo con el artículo 59 de la Ley General de Sociedades, los directores son responsables de desempeñar sus funciones con la lealtad y la diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores son solidaria e ilimitadamente responsables ante la compañía, los accionistas y terceros por mal desempeño de sus funciones, por violar las leyes, los estatutos sociales o las reglamentaciones, si hubiera, así como por los daños y perjuicios causados por fraude, abuso de autoridad o culpa de acuerdo con el artículo 274 de la Ley General de Sociedades. Las siguientes prohibiciones y obligaciones se consideran como parte integrante del deber de lealtad de un director: (1) la prohibición de utilizar los activos de la Sociedad y la información confidencial para fines privados; (2) la prohibición de sacar ventaja, o de permitir que otros saquen ventaja, por acción u omisión, de las oportunidades comerciales de la compañía; (3) la obligación de ejercer las facultades otorgadas por el directorio únicamente para fines pretendidos por la ley, los estatutos sociales o



María Agustina Montes
Delegada

las resoluciones de los accionistas y del directorio; y (4) la obligación de adoptar cuidados extremos de modo tal que el directorio directa o indirectamente, no actúe contra los intereses de la compañía. Un director debe informar al directorio y a la comisión fiscalizadora cualquier conflicto de intereses que pudiera tener en una determinada operación, y deberá abstenerse de votar en tal decisión.

Un director no será responsable por las decisiones tomadas en una reunión de directorio siempre que exprese su oposición en forma escrita e informe tal circunstancia a la comisión fiscalizadora antes del surgimiento de cualquier reclamo. La aprobación por parte de los accionistas de la compañía de una decisión del director da por concluida la responsabilidad del director por su decisión, a menos que los accionistas titulares de un 5% o más del capital social de la compañía objetaran tal aprobación, o que la decisión hubiera sido tomada en violación de las leyes o de los estatutos sociales. La compañía podrá iniciar acciones judiciales contra un director si ello fuera requerido por la mayoría de los accionistas de la compañía en el marco de una asamblea de accionistas que solicite dicha medida.

De conformidad con la Ley General de Sociedades, el directorio tiene a su cargo la administración de la compañía y, por lo tanto, toma todas las decisiones relativas a la misma, así como aquellas decisiones expresamente establecidas en la Ley General de Sociedades, en los estatutos sociales y en otras reglamentaciones aplicables. Asimismo, el directorio es generalmente responsable por la ejecución de las resoluciones aprobadas en las asambleas de accionistas y por la realización de cualquier tarea particular expresamente delegada por los accionistas. En general, el directorio de la Compañía puede estar mucho más involucrado en la toma de decisiones operativas en comparación con lo que puede resultar habitual en otras jurisdicciones. Bajo la Ley General de Sociedades, los deberes y responsabilidades de un director suplente, cuando actúe en lugar de un director, ya sea en forma temporaria o permanente, son las mismas que han sido tratadas precedentemente respecto de los directores. No poseen otros deberes ni responsabilidades como directores suplentes.

Principales Ejecutivos

El gerenciamiento diario de las actividades de la Sociedad está a cargo de ciertos principales ejecutivos, que cumplen sus respectivas funciones divididos en diversas áreas. Los siguientes son los principales ejecutivos en funciones a la fecha del presente Prospecto:

Nombre completo	Cargo
Marcos Marcelo Mindlin	Presidente
Gustavo Mariani	Vicepresidente Ejecutivo y CEO
Ricardo Alejandro Torres	Vicepresidente Ejecutivo
Damián Miguel Mindlin	Vicepresidente Ejecutivo
Horacio Jorge Tomás Turri	Director Ejecutivo de Exploración y Producción
María Carolina Sigwald	Directora Ejecutiva de Asuntos Legales
Nicolas Mindlin	Director Ejecutivo de Finanzas (CFO) y M&A
Mauricio Penta	Director Ejecutivo de Administración, Sistemas y Abastecimientos

Independencia de los Miembros del Directorio

El 16 de abril de 2018, la CNV emitió la Resolución N° 730, la cual modificó el criterio para determinar cuándo un director de una compañía bajo oferta pública no debe ser considerado independiente. Considerando la regulación de CNV mencionada anteriormente, un director no deberá ser considerado independiente cuando se den una o más de las siguientes circunstancias:

1. Sea también miembro del órgano de administración de la controlante u otra sociedad perteneciente al mismo grupo económico de la emisora por una relación existente al momento de su elección o que hubiere cesado durante los tres años inmediatamente anteriores;
2. Esté vinculado a la emisora o a los accionistas de ésta que tengan en ella en forma directa o indirecta “participaciones significativas” o con sociedades en las que estos también tengan en forma directa o indirecta

María Agustina Montes
Delegada

“participaciones significativas”, o si estuvo vinculado a ellas por una relación de dependencia durante los últimos tres años;

3. Tenga relaciones profesionales o pertenezca a una sociedad o asociación profesional que mantenga relaciones profesionales con habitualidad y de una naturaleza y volumen relevante con, o perciba remuneraciones u honorarios (distintos de los correspondientes a las funciones que cumple en el órgano de administración) de la emisora o los accionistas de ésta que tengan en ella en forma directa o indirecta “participaciones significativas”, o con sociedades en las que estos también tengan en forma directa o indirecta “participaciones significativas”. Esta prohibición abarca a las relaciones profesionales y pertenencia durante los últimos tres años anteriores a la designación como director;
4. En forma directa o indirecta, sea titular del CINCO por ciento (5%) o más de acciones con derecho a voto y/o del capital social en la emisora o en una sociedad que tenga en ella una “participación significativa”;
5. En forma directa o indirecta, venda y/o provea bienes y/o servicios -distintos a los previstos en el inciso c)- de forma habitual y de una naturaleza y volumen relevante a la emisora o a los accionistas de esta que tengan en ella en forma directa o indirecta “participaciones significativas”, por importes sustancialmente superiores a los percibidos como compensación por sus funciones como integrante del órgano de administración. Esta prohibición abarca a las relaciones comerciales que se efectúen durante los últimos 3 años anteriores a la designación como director;
6. Haya sido director, gerente, administrador o ejecutivo principal de organizaciones sin fines de lucro que hayan recibido fondos, por importes superiores a los descriptos en el inciso l) del artículo 12 de la Resolución UIF N° 30/2011 y sus modificatorias, de la sociedad, su controlante y demás sociedades del grupo del que ella forma parte, así como de los ejecutivos principales de cualquiera de ellas;
7. Reciba algún pago, incluyendo la participación en planes o esquemas de opciones sobre acciones, por parte de la sociedad o de las sociedades de su mismo grupo, distintos a los honorarios a recibir en virtud de su función de director, salvo los dividendos que le correspondan en su calidad de accionista en los términos del inciso d) y el correspondiente a la contraprestación enunciada en el inciso e);
8. Se haya desempeñado como director en la emisora, su controlante u otra sociedad perteneciente al mismo grupo económico por más de diez años. La condición de director independiente se recobrará luego de haber transcurrido como mínimo tres años desde el cese de su cargo como director; y
9. Sea cónyuge o conviviente reconocido legalmente, pariente hasta el tercer grado de consanguinidad o segundo grado de afinidad de individuos que, de integrar el órgano de administración, no reunirían las condiciones de independencia establecidas en esta reglamentación.
10. Sea miembro del órgano de administración o fiscalización de una o más sociedades que revistan el carácter de Agente de Negociación, de Agente de Liquidación y Compensación y/o de Agente de Corretaje de Valores Negociables que sean miembros del respectivo Mercado, o esté vinculado por una relación de dependencia con agentes miembros de tal Mercado; y
11. En forma directa o indirecta, sea titular de una participación significativa en una o más sociedades que revistan el carácter de Agente de Negociación, Agente de Liquidación y Compensación o Agente de Corretaje de Valores Negociables que sean miembros del respectivo Mercado.

Los siguientes directores, incluyendo directores suplentes, no revisten el carácter de miembros independientes del directorio de acuerdo con los criterios de la CNV: Marcos Marcelo Mindlin, Ricardo Alejandro Torres, Damián Miguel Mindlin, Gustavo Mariani, María Carolina Sigwald, Mauricio Penta, María Agustina Montes, Horacio Jorge Tomás Turri, Diego Martín Salaverri y Mariana de la Fuente. Por otro lado, los siguientes directores, incluyendo directores suplentes,



María Agustina Montes
Delegada

revisten el carácter de miembros independientes del directorio de acuerdo con los criterios antes mencionados: Silvana Wazersztrom, Carlos Correa Urquiza, Carolina Zang, Clarisa Lifsic, Lorena Rappaport y Clarisa Vittone.

De conformidad con las Normas de la CNV, el director que, con posterioridad a su designación, recayere en alguna/s de las circunstancias señaladas precedentemente, deberá ponerlo de manifiesto en forma inmediata a la emisora, la cual deberá comunicarlo a la CNV y al o los mercados autorizados donde aquélla liste sus valores negociables inmediatamente de ocurrido el hecho o de llegado éste a su conocimiento.

En todos los casos las referencias a “participaciones significativas” contenidas en los criterios de independencia precitados, se considerarán referidas a aquellas personas que posean acciones que representen al menos el 5% del capital social y/o de los votos, o una cantidad menor cuando tuvieren derecho a la elección de uno o más directores por clase de acciones o tuvieren con otros accionistas convenios relativos al gobierno y administración de la sociedad de que se trate, o de su controlante; mientras que las relativas a “grupo económico” se corresponden a la definición contenida en el inciso e) apartado 3 del artículo 5° del Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV. Los estándares de independencia en virtud de las normas de la CNV difieren en varios aspectos de los estándares del NYSE, NASDAQ o de las leyes en materia de títulos a nivel federal de los Estados Unidos.

Remuneración de directores y funcionarios

La Ley General de Sociedades establece que la remuneración que por todo concepto pueden recibir los directores (incluyendo aquellos directores que además son miembros de la gerencia de primera línea) en un ejercicio no podrá superar el 5% de las ganancias netas correspondientes a dicho ejercicio, si la compañía no distribuye dividendos respecto de tales ganancias netas. La Ley General de Sociedades aumenta dicha limitación anual sobre la remuneración de los directores hasta el 25% de las ganancias netas, en caso de que se distribuyan en concepto de dividendos la totalidad de las ganancias netas del ejercicio, disminuyendo proporcionalmente el mencionado límite en función de la relación entre las ganancias netas y los dividendos distribuidos. Adicionalmente, la Ley General de Sociedades dispone que la asamblea de accionistas podrá disponer la remuneración de determinados directores en exceso a los límites prefijados por la Ley General de Sociedades, en caso de no existir ganancias netas o ser estas exiguas, si los directores en cuestión ejercieron durante el ejercicio en análisis comisiones especiales o funciones técnico-administrativas. El comité de auditoría aprueba propuestas presentadas por los directores que sean además funcionarios ejecutivos. En todo caso, la remuneración de todos los directores y síndicos requiere la aprobación de los accionistas reunidos en una asamblea ordinaria.

El monto total de remuneraciones abonadas a los directores ascendió a la suma de \$2.790.947.708 por los trabajos desempeñados durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Asimismo, por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, el Directorio propuso a la Asamblea de Accionistas que se apruebe la suma de \$15.024.112.293,75 en concepto de honorarios, remuneraciones y retribuciones al Directorio, incluyendo el Plan de Compensación en Acciones aprobado por el Directorio de fecha 8 de febrero de 2017 correspondiente a aquellos directores que son beneficiarios del mismo y el Plan de Compensación de los Ejecutivos aprobado por el Directorio de fecha 2 de junio de 2017.

Planes de Compensación

Plan de Compensación en Acciones – Empleados Ejecutivos y otro personal clave

El 8 de febrero de 2017, con el objetivo de favorecer el alineamiento del desempeño del personal con los planes estratégicos de la Sociedad y, asimismo, generar un vínculo claro y directo entre la creación de valor para el accionista y la compensación del personal, el directorio de la Compañía aprobó la creación de un plan de compensación en acciones y el primer programa específico, por el cual los empleados ejecutivos y otro personal clave incluidos en cada programa específico recibirán una determinada cantidad de acciones de la Sociedad, en el plazo establecido (el “Plan de Compensación en Acciones”).

María Agustina Montes
Delegada

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad entregó 0,5 millones de acciones propias a favor del personal beneficiario del Plan de Compensación en Acciones. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad entregó 0,6 millones de acciones propias en concepto de pago del Plan de Compensación en Acciones, quedando a la fecha del presente Prospecto 4 millones de acciones en cartera destinadas al Plan de Compensación en Acciones.

Acuerdos de Compensación – Principales Ejecutivos

La Sociedad cuenta con acuerdos de compensación con los principales ejecutivos de la Sociedad. Los acuerdos tienen como objetivo principal alinear eficientemente los intereses de los principales ejecutivos con los de sus accionistas, creando valor para ellos sólo en la medida en que se cree valor a los accionistas. Los acuerdos de compensación contemplan una compensación anual, variable y contingente equivalente, en su conjunto, al 3.6% de la apreciación del valor de mercado de Pampa Energía, medido en Dólares, con un tope de pago anual del 1,80% del EBITDA Ajustado del período que se remunere (cualquier saldo no utilizado será acumulado para el/los año/s siguiente/s).

Sujeto a la aprobación de la Asamblea Ordinaria Anual que se celebre cada año, la Sociedad pagará el 50% del monto devengado, trasladándose el saldo a los futuros ejercicios. Los montos devengados que no hayan sido abonados por la Sociedad podrán ser únicamente cobrados por sus beneficiarios en la medida que el valor de mercado de la Sociedad en el momento de realización sea superior al valor de mercado del año que hubiere arrojado el valor más alto y el monto anual total a abonar no supere el 1,80% del EBITDA Ajustado del año que se remunera (al que se le sumará, de existir, el saldo no utilizado del/de los año/s anterior/es).

Con el objeto de evitar duplicación, cualquier otro plan de compensación que cualquiera de los ejecutivos hubiera cobrado de la Sociedad o sociedades subsidiarias de la Sociedad, se deducirán del monto de la compensación, en el caso de sociedades subsidiarias en proporción a la participación de la sociedad en las mismas.

Adquisición de Acciones de la Compañía

Teniendo en cuenta la volatilidad que el mercado experimentó a partir del año 2018, y la divergencia que aún persiste entre la cotización de las acciones de la Sociedad y la realidad económica de sus activos en la actualidad o su potencial futuro, resultando ello en detrimento de los intereses de los accionistas de la Sociedad, y considerando el historial de fuerte posición de caja y la disponibilidad de fondos que posee la Sociedad, el Directorio ha implementado diversos programas de recompra de acciones propias, teniendo en cuenta en cada uno de ellos que las acciones en cartera no superen el límite legal del 10% del capital social emitido.

Durante el ejercicio 2020, el Directorio aprobó los Programas 6 y 7 por US\$ 27 millones y \$ 3.600 millones, con un precio máximo de US\$ 13 por ADR, los cuales se encuentran finalizados y las acciones recompradas fueron canceladas en su totalidad.

Al 31 de diciembre de 2020, se encontraba en vigencia el Programa aprobado el 30 de octubre de 2020, y que fuera modificado con fecha 28 de diciembre de 2020, por un monto máximo de US\$ 30 millones y un plazo inicial de 120 días corridos con un precio máximo de US\$ 15 por ADR y \$ 85,20 por acción ordinaria, el cual, a la fecha del presente Prospecto se encuentra finalizado.

Durante el primer trimestre de 2021, el Directorio aprobó un nuevo programa de recompra de acciones propias, por un monto máximo de US\$ 30 millones y un plazo inicial de 120 días corridos. Las acciones podrán ser adquiridas hasta un precio máximo de \$ 92,16 por acción ordinaria y US\$ 16 por ADR ("Plan de Recompra IX"). Adicionalmente, con fecha 7 de junio de 2021, el Directorio resolvió suspender la vigencia del Plan de Recompra IX debido a que la cotización de la acción y el ADR de la Sociedad se encuentran en valores superiores a los fijados como límites para su recompra por el Directorio, dejando establecido que en caso de que vuelvan a darse las condiciones para el restablecimiento de dicho plan. El Plan de Recompra IX finalizó con fecha 1 de julio de 2021.

María Agustina Montes
Delegada

Posteriormente, con fecha 6 de julio de 2021, el Directorio aprobó un nuevo programa de recompra de acciones propias, por un monto máximo de US\$ 30 millones y un plazo inicial de 120 días corridos. Las acciones podrán ser adquiridas hasta un precio máximo de \$ 110 por acción ordinaria y US\$ 15,5 por ADR ("Plan de Recompra X"). Con fecha 31 de agosto de 2021, el Directorio de la Sociedad resolvió suspender la vigencia del Plan de Recompra X debido a que la cotización de la acción y del ADR de la Sociedad se encuentran en valores superiores a los fijados como límites para su recompra por el Directorio. A la fecha del presente Prospecto, el Plan de Recompra X se encuentra finalizado.

Con fecha 1 de diciembre de 2021, el Directorio aprobó un nuevo programa de recompra de acciones propias, por un monto máximo de US\$ 30 millones y un plazo inicial de 120 días corridos. Las acciones podrán ser adquiridas hasta un precio máximo de \$ 167 por acción ordinaria y US\$ 19 por ADR ("Plan de Recompra XI"). Durante el 2021 la Compañía adquirió indirectamente, 2,7 millones de ADR a un precio promedio de US\$13,9/ADR.

Finalmente, con fecha 11 de mayo de 2022, el Directorio aprobó un nuevo programa de recompra de acciones propias, por un monto máximo de US\$ 30 millones y un plazo inicial de 120 días corridos. Las acciones podrán ser adquiridas hasta un precio máximo de \$ 194 por acción ordinaria y US\$ 22 por ADR ("Plan de Recompra XII"). Durante el 2022 la Compañía adquirió indirectamente, 0,9 millones de ADR a un precio promedio de US\$19,4/ADR. El Plan de Recompra XII se encuentra finalizado.

Información sobre participaciones accionarias

La siguiente tabla establece información al 31 de diciembre de 2023 acerca de la titularidad beneficiaria de las acciones ordinarias de la Compañía de sus directores titulares y sus principales ejecutivos con mandato vigente a dicha fecha:

Nombre del Accionista	Porcentaje de Capital ⁽¹⁾	Porcentaje de Votos ⁽¹⁾
Marcos Marcelo Mindlin	16,469%	16,469%
Gustavo Mariani	3,024%	3,024%
Damián Miguel Mindlin	3,142%	3,142%
Ricardo Alejandro Torres	2,073%	2,073%
Carolina Sigwald	0,002%	0,002%
Mauricio Penta	0,01%	0,01%
Nicolás Mindlin	0,01%	0,01%
María Agustina Montes	0,002%	0,002%
Horacio Turri	0,56%	0,56%
Diego Martín Salaverri	0,001%	0,001%
Carlos Correa Urquiza	0,003%	0,003%

(1) Porcentajes calculados sobre el capital de la Compañía al 31 de diciembre de 2023 de \$1.363.520.380.

Comisión Fiscalizadora

El estatuto de la Compañía establece una comisión fiscalizadora que estará compuesta de tres síndicos titulares y tres suplentes, quienes tendrán un mandato de tres ejercicios económicos. Conforme las disposiciones de la Ley de Mercado de Capitales, la totalidad de sus miembros debe revestir la calidad de independientes. Asimismo, de acuerdo con la Ley General de Sociedades, solamente abogados y contadores matriculados en Argentina pueden desempeñarse como miembros de una comisión fiscalizadora de una sociedad anónima o sociedad de responsabilidad limitada de Argentina.



María Agustina Montes
Delegada

La principal función de la comisión fiscalizadora es efectuar un control de legalidad respecto del cumplimiento por parte del directorio de las disposiciones de la Ley General de Sociedades, los estatutos sociales, sus reglamentos, si los hubiera, y las decisiones asamblearias, y cumplir con otras funciones, incluyendo, en forma meramente enunciativa:

- (i) asistir a las reuniones del directorio, del comité ejecutivo, comité de auditoría y a las asambleas de accionistas;
- (ii) convocar a una asamblea extraordinaria de accionistas cuando se considere necesario y a asambleas ordinarias y especiales de accionistas cuando no sean convocadas por el directorio;
- (iii) investigar las demandas escritas presentadas por los accionistas;
- (iv) supervisar la operación de la línea Ética a través de la cual los ejecutivos y empleados de la Compañía pueden efectuar, entre otras cosas, denuncias relativas a temas contables, de control interno y de auditoría.

Al cumplir con estas funciones, la comisión fiscalizadora no controla las operaciones de la Compañía ni evalúa los méritos de las decisiones tomadas por los directores. Los deberes y responsabilidad de un síndico suplente, cuando actúa en lugar de un síndico en forma temporaria o permanente, son los mismos que se establecieron arriba respecto de los síndicos. No poseen otros deberes o responsabilidades en calidad de síndicos suplentes.

Conforme al artículo 12 de la Sección III del Capítulo III del Título II de las Normas de la CNV, con el fin de determinar si un miembro de la Comisión Fiscalizadora reúne la condición de independiente, en los términos del artículo 79 primer párrafo de la Ley de Mercado de Capitales, dicha calidad deberá evaluarse considerando las pautas previstas en las Resoluciones Técnicas dictadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas.

A continuación, se presentan los miembros de la comisión fiscalizadora a la fecha del presente Prospecto, junto con determinada información relevante de los mismos:

Nombre	Cargo	Fecha de designación	Vencimiento del mandato	Carácter
José Daniel Abelovich	Síndico Titular	29/04/21	31/12/23	Independiente
Martín Fernández Dussaut	Síndico Titular	29/04/21	31/12/23	Independiente
Elena Sozzani	Síndico Titular	27/04/22	31/12/23	Independiente
Noemi Cohn	Síndico Suplente	27/04/22	31/12/24	Independiente
Tomás Arnaude	Síndico Suplente	29/04/21	31/12/23	Independiente
Germán Wetzler Malbrán	Síndico Suplente	30/09/21	31/12/23	Independiente

A continuación, se establece una breve descripción biográfica de los miembros de la Comisión Fiscalizadora:

José Daniel Abelovich, nació el 20 de julio de 1956 y es miembro de la Comisión Fiscalizadora de la Compañía desde 2007. Es contador público nacional graduado en la UBA. Es socio de la firma auditora Abelovich, Polano & Asociados / NEXIA INTERNATIONAL. Se desempeña como miembro de las siguientes comisiones fiscalizadoras, entre otras: Arcos del Gourmet S.A., AdCap Securities Argentina S.A., Banco de Crédito y Securitización S.A., Banco Hipotecario S.A., BH Valores S.A. de Sociedad de Bolsa, BHN Seguros Generales S.A., BHN Sociedad de Inversión S.A., BHN Vida S.A., HIDISA, CIESA, TGS, Transener, Citelec, Convexity Sociedad Gerente de Fondos Comunes de Inversión S.A., Cresud SACIF, CT Mitre Office S.A, Cyrsa S.A., E-Commerce Latina S.A., Emprendimiento Recoleta S.A., Transba, Hoteles Argentinos S.A., Inversora Bolívar S.A., IRSA Inversiones y Representaciones S.A., Palermo Invest S.A., Panamerican Mall S.A., Shopping Neuquén S.A., Llao – Llao Resorts S.A., Nuevas Fronteras S.A., Orígenes Seguros de Retiro S.A., Solares de Santa María S.A., Tarshop S.A., Unicity S.A., CISA, Autotrol y VAR.



María Agustina Montes
Delegada

Martín Fernández Dussaut, nacido el 29 de enero de 1981, es miembro titular de la Comisión Fiscalizadora de la Compañía. El Sr. Fernandez Dussaut es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina y es socio del Estudio Salaverri, Burgio & Wetzler Malbrán. Trabajó como asociado extranjero en Cleary Gottlieb Steen & Hamilton, New York en el 2008/2009. Actualmente, es miembro del directorio de AR Partners S.A., Grupo Emes S.A. y CT Mitre Office S.A. Adicionalmente, el Sr. Fernández Dussaut es miembro de la comisión fiscalizadora de TAP Billetera S.A., Vientos Solutions Argentina S.A.U., SACDE, Compañía Americana de Transmisión Eléctrica S.A., y Cincovial S.A. Asimismo, se desempeña como síndico suplente de Inversora al Río S.A., Grupo Dolphin Holding S.A., Generación Argentina S.A., Enecor S.A., CT Barragán S.A., Numera Analytics S.A.U., Autotrol, VAR, Digipa S.A. y Pampa Energía Soluciones S.A.

Elena Sozzani, nacida el 5 de diciembre de 1976, es miembro titular de la Comisión Fiscalizadora de la Compañía. La Sra. Sozzani es abogada recibida en la Universidad Nacional de La Plata y es socia del estudio Salaverri, Burgio & Wetzler Malbrán, miembro titular de la Comisión Fiscalizadora de Autotrol, Enecor, Generación Argentina S.A., Pampa Energía Soluciones S.A. VAR, Digipa S.A., CITELEC y CIESA y miembro suplente de la Comisión Fiscalizadora de las siguientes sociedades: CISA y Vientos Solutions Argentina S.A.U.

Noemi Cohn, nació el 20 de mayo de 1959. La Sra. Cohn es contadora pública recibida en la Universidad de Buenos Aires. Es socia de Abelovich, Polano & Asociados S.R.L., una firma auditora miembro de Nexia International, una red global de servicios de auditoría y consultoría. La Sra. Cohn trabajó previamente en el área de auditoría de Harteneck, López y Cía/Copers, Coopers & Lybrand, en Argentina y en Los Ángeles, California. La Sra. Cohn es miembro de la Comisión Fiscalizadora de las siguientes sociedades: Cresud, IRSA y subsidiarias, Generación Argentina S.A., Vientos de Arauco Renovables S.A.U., Autotrol entre otras.

Tomás Arnaude, nacido el 17 de diciembre de 1981, es miembro suplente de la Comisión Fiscalizadora de la Compañía. El Sr. Arnaude es egresado de la Universidad Católica Argentina. Es socio del Estudio Salaverri, Burgio & Wetzler Malbrán. Trabajó como asociado extranjero en Shearman & Sterling LLP, New York en el 2010/2011. Actualmente se desempeña como miembro del directorio de Veinticuatro de Enero S.A., de la comisión fiscalizadora de CISA y Vientos Solutions Argentina S.A.U., y como síndico suplente de Compañía de Inversiones de Energía S.A., CITELEC S.A., SACDE, Life Seguros de Personas y Patrimoniales S.A., Generación Argentina S.A. y Pampa Energía Soluciones S.A., Cardif Seguros S.A. (cambio de denominación a Life Insurtech Compañía de Seguros S.A. pendiente de ser conformado por la Superintendencia de Seguros de la Nación) y Soluciones de Asistencia Integral S.A., entre otras.

Germán Wetzler Malbrán, nacido el 25 de abril de 1970, es miembro suplente de la Comisión Fiscalizadora de la Compañía. El Sr. Wetzler Malbrán es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina. Es socio fundador de Salaverri, Burgio & Wetzler Malbrán. Actualmente es miembro del directorio de Grupo Emes S.A., de la comisión fiscalizadora de Life Seguros de Personas y Patrimoniales S.A., Cincovial S.A., CISA, CT Barragán S.A., Enecor S.A., Generación Argentina S.A., SACDE, VAR, Autotrol, Vientos Solutions Argentina y Compañía Americana de Transmisión Eléctrica S.A. Asimismo, el Sr. Wetzler Malbrán se desempeña como síndico suplente de Inversora al Río S.A., Préstamos y Servicios S.A., Grupo Dolphin Holding S.A., Orígenes Seguros de Retiro S.A., Salta Refrescos S.A. y Envases Plásticos S.A., Digipa S.A., Pampa Energía Soluciones S.A., Cardif Seguros S.A. (cambio de denominación a Life Insurtech Compañía de Seguros S.A. pendiente de ser conformado por la Superintendencia de Seguros de la Nación) y Soluciones de Asistencia Integral S.A., entre otras.

El monto total de remuneraciones abonadas a los miembros de la Comisión Fiscalizadora ascendió a la suma de 9.930.342, por los trabajos desempeñados durante el transcurso del ejercicio social finalizado al 31 de diciembre de 2022. Asimismo, por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, el Directorio propuso a la Asamblea de Accionistas que apruebe la suma de \$20.401.872 en concepto de honorarios.

Comité de Auditoría

De conformidad con lo previsto por el artículo 109 de la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV, las sociedades que efectúan oferta pública de sus acciones deberán constituir un Comité de Auditoría que funcionará en forma colegiada con tres o más miembros del Directorio. En virtud de esto, la Compañía conformó un comité de auditoría.

María Agustina Montes
Delegada

El Comité de Auditoría cuenta con un reglamento que regula la estructura y las funciones del mismo. La última modificación del reglamento del Comité de Auditoría se aprobó con fecha 18 de febrero de 2019 y fue inscrita ante la IGJ con fecha 8 de mayo de 2019.

Composición

El comité de auditoría de la Compañía está formado actualmente por cuatro miembros del directorio. La totalidad de los miembros del comité de auditoría de la Compañía deben ser independientes de conformidad con las normas del reglamento del comité de auditoría y tener experiencia profesional en temas financieros, contables, jurídicos y/o empresariales.

La siguiente tabla presenta cierta información relevante de los miembros de nuestro comité de auditoría:

Nombre	Cargo	Fecha de designación	Vencimiento del Mandato	Carácter
Carlos Correa Urquiza	Presidente	27/04/2022	31/12/2024	Independiente
Carolina Zang	Vicepresidente	08/11/2023	31/12/2024	Independiente
Silvana Wasersztrom	Miembro Titular	27/04/2023	31/12/2025	Independiente
Clarisa Diana Lifsic	Miembro Suplente	27/04/2022	31/12/2024	Independiente

Actualmente se encuentra vacante un cargo de miembro suplente debido a la renuncia de la Sra. Diana Mondino como miembro del Directorio de la Sociedad. El Directorio, en su próxima reunión, considerará la designación de un nuevo miembro suplente del Comité.

Todos los miembros del Comité de Auditoría gozan del carácter de independientes. En relación con la información biográfica de los mismos, véase sus respectivas biografías incluidas bajo el título "Directorio".

Presupuesto

El comité de auditoría de la Compañía contará con un presupuesto anual aprobado por la Asamblea General Ordinaria de acuerdo con los fondos disponibles obtenidos a partir de los ingresos, inversiones y ahorros de costos, entre otros, de la Compañía.

Deberes y facultades

El comité de auditoría de la Compañía tiene a su cargo el cumplimiento de los deberes que se encuentran dentro de sus atribuciones, de acuerdo a lo establecido en la LMC. Dichos deberes incluyen, entre otros, los siguientes:

- supervisar la operación de los sistemas de control internos y del sistema administrativo – contable de la Compañía, así como también la confiabilidad del sistema administrativo - contable y la totalidad de la información financiera correspondiente a otros hechos significativos presentados para la consideración de las autoridades en cumplimiento de los requisitos de información aplicables vigentes;
- emitir una opinión acerca de los auditores externos nominados por el directorio y que deban ser contratados por la Compañía y verificar si éstos son independientes de conformidad con la LMC;
- revisar los planes presentados por los auditores externos e internos, supervisar y evaluar el desempeño y emitir una opinión acerca de ello ante la presentación y publicación de los estados financieros anuales de la Compañía;
- supervisar el cumplimiento de las políticas sobre información de gestión de riesgos existentes en la Compañía;
- emitir una opinión fundada respecto de las operaciones con partes relacionadas e informar acerca de las mismas de conformidad con las disposiciones de la ley aplicable en la medida en que exista o pueda existir un supuesto conflicto de intereses en la Compañía;

María Agustina Montes
Delegada

- proporcionar al mercado información completa respecto de las operaciones en las cuales existan conflictos de intereses con los integrantes de los órganos sociales o de los accionistas controlantes de la Compañía;
- verificar el cumplimiento de los estándares de conducta aplicables;
- emitir una opinión con respecto a la razonabilidad de los planes de acciones propuestos por el Directorio; y
- emitir una opinión sobre el cumplimiento de los requisitos legales y sobre la razonabilidad de las propuestas de emisión de acciones u Obligaciones Negociables convertibles en acciones, y en el caso de haber aumentos de capital que excluyen o limitan los derechos de preferencia.
- Supervisar la operación de un canal por el cual los funcionarios y el personal de la Sociedad puedan efectuar denuncias en materia contable, de control interno y auditoría, de acuerdo con las normas aplicables al efecto;
- Brindar cuanto informe, opinión, o dictamen exija la reglamentación vigente, con el alcance y periodicidad que fije la misma y sus eventuales modificaciones, etc.;
- Cumplir con todas aquellas obligaciones que le resulten impuestas por el Estatuto, así como las leyes y reglamentos aplicables a la Sociedad; y
- Elaborar anualmente un plan de actuación para el ejercicio del que dará cuenta al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora. El Comité de Auditoría debe presentarles dicho plan de actuación dentro de los 60 días corridos de iniciado el ejercicio.

Gobierno Corporativo

Prácticas y Políticas de Gobierno Corporativo

Programa de Integridad – Ley N° 27.401

Pampa cumple integralmente con las disposiciones de la Ley de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas y con el Programa de Integridad previsto por la misma, cuya finalidad es implementar un conjunto de acciones, mecanismos y procedimientos internos de promoción de la integridad, supervisión y control, orientados a prevenir, detectar y corregir irregularidades y actos ilícitos comprendidos en dicha ley.

El Programa cuenta con componentes obligatorios y optativos, y Pampa ha optado por cumplir totalmente con los requisitos. Es importante destacar que todos los requisitos obligatorios ya estaban implementados en Pampa con anterioridad a la entrada en vigencia de la mencionada ley. Asimismo, el Programa de Integridad se revisa periódicamente por el Directorio, incluyendo la identificación de posibles mejoras. La dirección de Auditoría Interna de Pampa es responsable interna del programa, encargada de su desarrollo, coordinación y supervisión.

Código de Conducta

Pampa cuenta con un Código de Conducta aprobado por el Directorio. El mismo es la guía que nos permite tomar decisiones honestas en nuestras actividades cotidianas y define la forma en la que llevamos adelante nuestros desafíos. Establece los principios que son la base para garantizar un servicio de excelencia a nuestros clientes y para forjar las relaciones con nuestros proveedores, colaboradores, accionistas, autoridades, organizaciones intermedias y la comunidad Pampa.

Línea Ética



María Agustina Montes
Delegada

Pampa dispone de una Línea Ética, un canal exclusivo para reportar, bajo estricta confidencialidad, cualquier presunta irregularidad o infracción al Código de Conducta. A esta línea se puede acceder a través de distintos canales (sitio web, chat, línea telefónica gratuita o correo electrónico) y es operada por un proveedor externo, garantizando mayor transparencia. Asimismo, cuenta con un Procedimiento de actuación ante denuncias, actualizado en noviembre de 2023, que describe el proceso desde la recepción de una denuncia hasta la conclusión de la investigación y la eventual aplicación de medidas correctivas. El Comité de Auditoría supervisa la operatoria de los canales y la resolución de las denuncias en los temas de su competencia.

Política para la Prevención del Fraude, la Corrupción y Otras Irregularidades

La Política para la Prevención del Fraude, la Corrupción y Otras Irregularidades reafirma la transparencia y la ética como conductas esenciales para conducir los negocios de la Sociedad y alcanzar un crecimiento sustentable.

En este sentido, esta Política prohíbe el fraude, la corrupción en cualquiera de sus formas o las conductas irregulares dentro de Pampa. Asimismo, establece la postura de Pampa en relación con la prevención de la corrupción y otras conductas irregulares, complementando los principios y valores definidos en el Código de Conducta, por lo que ambos documentos deben leerse en conjunto. Finalmente, esta Política también incluye cláusulas relativas a la obligación de reportar la existencia o sospecha de violación de leyes y/o normas, como así también la prohibición de aplicar represalias contra cualquier empleado o tercero que hubiera efectuado legítimamente y de buena fe cualquier denuncia o se hubieran negado a participar de actos de corrupción.

Política de Mejores Prácticas Bursátiles

Esta Política establece ciertas restricciones y formalidades para la concreción de operaciones de compraventa de valores negociables registrados para cotizar en algún mercado bursátil. Garantiza transparencia y asegura evitar que los empleados obtengan ventajas o beneficios económicos por el uso indebido de información material no pública de Pampa y/o de sus empresas relacionadas. Aplica a todo el personal de Pampa y sus subsidiarias, incluyendo a directores, miembros de la Comisión Fiscalizadora y primeras líneas gerenciales.

Política de Aprobación de Operaciones con Partes Relacionadas

Esta política, según lo prescripto por la Ley de Mercado de Capitales, establece que todas las operaciones de monto relevante que Pampa realice con personas físicas y/o jurídicas consideradas “partes relacionadas” deben someterse a un procedimiento específico de autorización y control previo. Este procedimiento, coordinado por la dirección ejecutiva de asuntos legales de Pampa, involucra al Directorio y al Comité de Auditoría, según corresponda. La política fue revisada y actualizada por el Directorio en el 2021.

Cuestionario de Autoevaluación del Directorio

El Directorio de Pampa implementa un Cuestionario de Autoevaluación que le permite analizar y evaluar de forma anual su propio rendimiento y gestión. La dirección ejecutiva de asuntos legales se encarga del análisis y archivo del cuestionario. Cada miembro del Directorio contesta de manera individual, y sobre la base de los resultados, propone al Directorio de Pampa todas aquellas medidas que estime convenientes para mejorar el desempeño de las funciones del Directorio.

Política de Divulgación de Información Relevante

Aprobada por el Directorio, esta política regula los procesos de publicación de información relevante según los requerimientos regulatorios de los mercados de valores en los que Pampa cotiza o está registrada.

Política de Gestión Integrada

Esta política es una versión evolucionada de la Política de CSMS (Calidad, Seguridad, Medio Ambiente y Salud), readecuada al presente de la Compañía y sus desafíos, impulsando el desarrollo sostenible de nuestros negocios. Suma

María Agustina Montes
Delegada

aspectos adicionales a CSMS, como el uso eficiente de la energía y recursos naturales, la confiabilidad e integridad de nuestras instalaciones y operaciones, y la optimización de la gestión de nuestros activos. La política reafirma que la gestión integrada es parte esencial de nuestras operaciones, e incluye diez principios de gestión que guían de manera simple y ágil su implementación y fortalecen la cultura Pampa.

Política de Dividendos

Esta política plasma los lineamientos para equilibrar la distribución de montos y los planes de inversión de Pampa. Busca establecer una práctica clara, transparente y consistente para que los accionistas tomen decisiones informadas, en concordancia con el Estatuto y la normativa vigente.

Comité de Remuneraciones y Política de Remuneraciones

El principal objetivo de esta política es establecer reglas generales para determinar la composición, actualización y tratamiento de la remuneración de los directores, así como reglas para el reembolso de gastos. En este marco se creó el Comité de Remuneraciones, el cual depende del Directorio de Pampa, integrado por tres miembros titulares e igual o menor número de miembros suplentes, quienes no pueden ejercer funciones ejecutivas en la Sociedad. La composición del Comité de Remuneraciones es la siguiente:

Nombre	Cargo	Independencia
Silvina Wasersztrom	Presidenta	Independiente
Carlos Correa Urquiza	Miembro Titular	Independiente
Carolina Zang	Miembro Titular	Independiente
Clarisa Lifsic	Miembro Suplente	Independiente

Comité de Nominaciones y Política de Nominaciones

La Política de Nominaciones fija los lineamientos generales en cuanto a independencia, incompatibilidades y diversidad en el Órgano de Administración, y describe el proceso de identificación y evaluación de los candidatos para ocupar cargos en el Directorio, ya sea propuestos por el propio Órgano de Administración o por los accionistas, con el fin de ser presentados a la Asamblea de Accionistas.

En este marco, el Directorio creó el Comité de Nominaciones, el cual asiste al Directorio y la Asamblea en el proceso de nominación y designación de los miembros del Directorio de Pampa. Este comité depende del Directorio de Pampa y está compuesto por tres miembros titulares e igual o menor número de miembros suplentes, debiendo su Presidente revestir el carácter de independiente conforme a los criterios estipulados por las normas de la CNV. La composición del Comité de Nominaciones es la siguiente:

Nombre	Cargo	Independencia
Silvina Wasersztrom	Presidenta	Independiente
Gustavo Mariani	Miembro Titular	No independiente
Carlos Correa Urquiza	Miembro Titular	Independiente
María Carolina Sigwald	Miembro Suplente	No independiente
Mariana De la Fuente	Miembro Suplente	No independiente

Política para la Recuperación de Compensaciones Otorgadas Erróneamente (Clawback)

En cumplimiento con la normativa del NYSE, el 8 de noviembre de 2023 el Directorio aprobó la Política para la Recuperación de Compensaciones Otorgadas Erróneamente. Dicha política describe las circunstancias en las que Pampa deberá recuperar aquellas compensaciones otorgadas erróneamente y el procedimiento correspondiente, todo ello de

María Agustina Montes
Delegada

acuerdo con las Reglas de Recuperación de la Sección 10D de la Exchange Act y cualquier regla o estándar aplicable adoptado por la SEC.

Código de Gobierno Corporativo

A la fecha del presente Prospecto, la Compañía cuenta con un Código de Gobierno Corporativo (el "Código de Gobierno"), el cual fue publicado en la Página Web de la CNV el día 6 de marzo de 2024, bajo el ID 3162067.

Los distintos principios del Código de Gobierno relativos a las funciones, composición, nominación, sucesión y remuneración del Directorio, así como su presidencia y Secretaría; el ambiente de control; ética, integridad y cumplimiento; y la relación con accionistas y partes interesadas.

De conformidad con lo descrito en el Código de Gobierno, la Compañía aplica la mayoría de las prácticas propuestas, mientras que hay otras que todavía están en proceso de aplicación.

Panel de Gobierno Corporativo Plus (el "Panel +GC") / Índice de Sustentabilidad

El 18 de diciembre de 2018, Pampa Energía, junto a otras dos empresas argentinas, ingresó al Panel +GC, lanzado ese mismo día por BYMA. El Panel +GC incluye aquellas empresas que, ya listadas en BYMA, cumplan con las mejores prácticas de buen gobierno y transparencia corporativa. Dichas prácticas, sujetas a un monitoreo periódico sobre su cumplimiento, se encuentran alineadas a los principios de gobierno corporativo de la OCDE y adoptados por el G20.

Asimismo, el 7 de diciembre de 2018, BYMA, junto al Banco Interamericano de Desarrollo (BID) lanzó un Índice de sustentabilidad que permitirá identificar y destacar a las empresas líderes en materia Ambiental, Social, de Desarrollo Sustentable y de Gobierno Corporativo (*ESG-D*, por sus siglas en inglés).

El hecho de participar en el Índice de Sustentabilidad y el Panel +GC de BYMA implica un reconocimiento a los esfuerzos que se vienen realizando Pampa Energía para la adopción de las mejores prácticas en materia de gobierno corporativo.

Empleados

Excluyendo a los empleados temporarios, el 31 de diciembre de 2023 la Compañía contaba con 1.924 empleados de tiempo completo. Adicionalmente, Pampa opera la central de CTB, sociedad co-controlada por YPF y Pampa, y que emplea a 105 personas de tiempo completo.

Aproximadamente el 52,33% de la fuerza de trabajo de la Compañía se encuentra afiliada a un sindicato y/o es parte de un convenio colectivo de trabajo. La Compañía ha completado negociaciones salariales correspondientes al año 2023. La Compañía mantiene una relación positiva con cada uno de los sindicatos en las subsidiarias de la Compañía.

La Compañía ofrece una serie de beneficios además de los requeridos por la Ley de Contrato de Trabajo argentina, aunque no se efectúan pagos a empleados jubilados ni desvinculados. De conformidad con los convenios celebrados con sindicatos en algunas de las subsidiarias de la Compañía, ésta debe abonar ciertos premios por antigüedad a los empleados jubilados como pago único al momento de su retiro.

Asesores

Durante el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, la Compañía contrató los servicios del estudio jurídico de Argentina Salaverri, Burgio & Wetzler Malbrán. El Sr. Director Diego Salaverri y cuatro miembros de la comisión fiscalizadora, los Sres. Germán Wetzler Malbrán, Martín Fernández Dussaut, Tomás Arnaude y Elena Sozzani son socios del estudio jurídico Salaverri, Burgio & Wetzler Malbrán.

María Agustina Montes
Delegada

Audidores Externos

Los estados financieros de la Emisora al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 fueron auditados por Price Waterhouse & Co. S.R.L. (firma miembro de PwC), CUIT 30-52573387-0, contadores públicos independientes, inscriptos en el CPCECABA bajo el T° 1 F° 17. El domicilio de Price Waterhouse & Co. S.R.L. es Bouchard 557 - Piso 8°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Los auditores de los últimos tres ejercicios anuales de la Compañía fueron los siguientes:

Balance al	Firmado por	Estudio contable	DNI	CUIL	Domicilio profesional	Consejo Profesional
31/12/2021	Carlos Martín Barbafina	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	17.341.756	20-17341756-0	Bouchard 557, Piso 8°, CABA	C.P.C.E. C.A.B.A. T° 175 F° 65
31/12/2022	Carlos Martín Barbafina	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	17.341.756	20-17341756-0	Bouchard 557, Piso 8°, CABA	C.P.C.E. C.A.B.A. T° 175 F° 65
31/12/2023	Carlos Martín Barbafina	Price Waterhouse & Co. S.R.L.	17.341.756	20-17341756-0	Bouchard 557, Piso 8°, CABA	C.P.C.E. C.A.B.A. T° 175 F° 65

El Directorio de la Sociedad propuso a la Asamblea de Accionistas designar al estudio contable Price Waterhouse & Co. S.R.L., miembro de PriceWaterhouseCoopers, para que lleve a cabo las tareas de auditoría externa de la Compañía para el ejercicio que finalizará el 31 de diciembre de 2024. Asimismo, propuso designar nuevamente al Sr. Carlos Martín Barbafina —DNI 17.341.756; CUIL 20-17341756-0; domicilio profesional sito en Bouchard 557, Piso 8°, C.A.B.A.; CPCECABA T° 175 F° 65— como auditor externo titular; y a los Sres. Ezequiel Luis Mirazón—DNI 21.475.522; CUIL 20-21475522-0; domicilio profesional sito en Bouchard 557, Piso 8°, C.A.B.A.; CPCECABA T° 238 F° 126— y Fernando Alberto Rodríguez—DNI 16.402.198; CUIL 20-16402198-0; domicilio profesional sito en Bouchard 557, Piso 8°, C.A.B.A.; CPCECABA T° 264 F° 112— como auditores externos suplentes.

María Agustina Montes
Delegada

RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL PROGRAMA

El siguiente es un resumen de los términos y condiciones generales del Programa de conformidad con el cual podrán ser emitidas las Obligaciones Negociables. En los documentos correspondientes a cada clase y/o serie de Obligaciones Negociables se detallarán los términos y condiciones específicos de las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión, los cuales complementarán y/o modificarán dichos términos y condiciones generales con respecto a las Obligaciones Negociables de la clase y/o serie en cuestión. Las referencias a "documentos correspondientes" en la presente Sección, deben entenderse como referencias al suplemento de prospecto de la clase y/o serie de Obligaciones Negociables en cuestión.

- Descripción:** Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones y/o obligaciones negociables convertibles en acciones las que podrán estar representadas, sin limitación, en Acciones Americanas de Depósitos en Custodia (*American Depositary Shares*) ("ADS"), con garantía común, especial y/o flotante, y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros), subordinadas o no.
- Monto Máximo:** El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de US\$1.400.000.000, o su equivalente en otras monedas o unidades de valor. A fin de determinar el monto total de Obligaciones Negociables en circulación en la fecha de emisión de nuevas Obligaciones Negociables, se incluirá en los documentos correspondientes, en caso de que las Obligaciones Negociables en cuestión se emitan en una moneda diferente al Dólar, la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el Dólar.
- Monedas o Unidades de Valor:** Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas, según especifique en el respectivo Suplemento: (i) Pesos, (ii) cualquier moneda extranjera; (iii) Unidades de Vivienda ("UVI"), actualizable por el índice del costo de la construcción en el Gran Buenos Aires ("ICC"); (iv) UVAs, actualizables por el Coeficiente de Estabilización de Referencia - Ley N° 25.827 ("CER"); o (v), siempre que la normativa aplicable lo admita, otras unidades de valor reglamentadas. Adicionalmente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital e intereses pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda o unidades de valor en que se denominan, con el alcance permitido por la ley aplicable.
- Precio de Emisión:** Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a la par, con descuento, con prima sobre el valor par o según se determine en los Suplementos correspondientes.
- Clases y Series:** Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en distintas Clases con términos y condiciones específicos diferentes entre las Obligaciones Negociables de las distintas Clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma Clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma Clase podrán ser emitidas en distintas Series con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma Clase, y aunque podrán tener las Obligaciones Negociables de las distintas Series diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión, las Obligaciones Negociables de una misma Serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión. Los términos y condiciones aplicables a cada clase y/o serie serán los que se especifiquen en los Suplementos correspondientes. Las emisiones de clases y/o series de obligaciones negociables convertibles en acciones deberán ser previamente autorizadas por la CNV.

María Agustina Montes
Delegada

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. Los plazos de amortización siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas vigentes.
Intereses:	Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o flotante o de cualquier otra manera, 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.
Montos Adicionales:	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora estará obligada a pagar ciertos montos adicionales en caso que sea necesario efectuar ciertas deducciones y/o retenciones respecto de los pagos bajo las Obligaciones Negociables. Ver <i>“De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables – Montos Adicionales”</i> del presente Prospecto.
Forma:	Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o en forma de títulos nominativos no endosables (con o sin cupones de interés), representados por títulos globales o definitivos, según se determine en cada emisión en particular. En caso que así lo permitieran las normas vigentes (lo cual no ocurre actualmente por encontrarse vigente la Ley Nº 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados), también podrán ser al portador si así se especifica en los Suplementos correspondientes.
Destino de los fondos	En los Suplementos correspondientes se especificará el destino que la Sociedad dará a los fondos netos que reciba en virtud de la colocación de las Obligaciones Negociables, el cual será uno o más de los siguientes destinos previstos en el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y/o aquellos que sean permitidos por la normativa aplicable: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (ii) adquisición de fondos de comercio situados en Argentina, (iii) integración de capital de trabajo en Argentina, (iv) refinanciación de pasivos, y/o (v) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Sociedad, y/o a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados; incluyendo sin limitación, la posibilidad de destinar el producido neto de la emisión conforme los lineamientos para la emisión de valores negociables sociales, verdes y/o sustentables conforme el criterio que establece la CNV a tal efecto.
Denominaciones:	Las Obligaciones Negociables serán emitidas en aquellas denominaciones que sean establecidas oportunamente sujeto a las denominaciones mínimas que exijan las normas aplicables.
Compromisos:	La Sociedad podrá asumir compromisos con relación a cada Clase de Obligaciones Negociables, los cuales se especificarán en el Suplemento aplicable a cada Clase.
Rescate a Opción de la Emisora:	En caso que así se especifique en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Emisora con anterioridad al vencimiento de las mismas, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos. El procedimiento para el rescate anticipado parcial, el cual se especificará en los Suplementos correspondientes, se realizará respetando el principio de trato igualitario entre inversores.



María Agustina Montes
Delegada

Rescate a opción de los tenedores:	Las Obligaciones Negociables no serán rescatables total o parcialmente a opción de los tenedores de las mismas con anterioridad a su fecha de vencimiento, ni los tenedores tendrán derecho a solicitar a la Emisora la adquisición de las mismas de otra manera con anterioridad a dicha fecha, excepto en caso que así se especifique en el Suplemento correspondiente y de conformidad con los términos y condiciones especificados en el mismo.
Rescate por Razones Impositivas:	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables de cualquier Clase o Serie podrán ser rescatadas a opción de la Emisora en su totalidad, pero no parcialmente, en caso que tuvieran lugar ciertos cambios impositivos que generen en la Emisora la obligación de pagar ciertos montos adicionales bajo las Obligaciones Negociables. Ver <i>“De la Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Rescate por Razones Impositivas”</i> del presente Prospecto.
Rango:	Las Obligaciones Negociables constituirán (salvo que se disponga lo contrario en el Suplemento aplicable) obligaciones directas e incondicionales de la Emisora, con garantía común sobre su patrimonio y gozarán como mínimo del mismo grado de privilegio entre sí y respecto de las demás deudas con garantía común y no subordinadas de la Emisora. 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.
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. 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.
Agentes Colocadores:	La Emisora podrá designar uno o más agentes colocadores para la colocación de una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables. El o los agentes colocadores de las Obligaciones Negociables, en su caso, serán aquéllos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.
Sistemas de compensación:	Se podrá solicitar, según se establezca en el Suplemento correspondiente, la admisión de las Obligaciones Negociables para su compensación en la compañía Euroclear SA/NV, Clearstream Banking, Société Anonime, el Depository Trust Company, u otro sistema de compensación que all�� se establezca.
Agentes de Registro y Pago:	Serán el agente de registro y el agente de pago que se designen en el Suplemento respectivo.
Listado y Negociación:	La Emisora podrá solicitar autorización para el listado y/o la negociación de una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa en uno



María Agustina Montes
Delegada

o más mercados autorizados del país y/o bolsas y/o mercados del exterior, incluido sin limitación Euro MTF, BYMA y/o MAE, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Otras Emisiones de Obligaciones Negociables:

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie en circulación, podrá en cualquier momento, pero sujeto a la autorización de la CNV, emitir nuevas Obligaciones Negociables de diferentes Series dentro de una misma Clase que tengan los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de dicha Clase en circulación y que sean iguales en todo sentido, excepto por sus fechas de emisión y/o precios de emisión, de manera que tales nuevas Obligaciones Negociables sean consideradas Obligaciones Negociables de la misma Clase que dichas Obligaciones Negociables en circulación y sean fungibles con las mismas.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora tampoco requerirá el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie en circulación para emitir nuevas Clases bajo el Programa, sin perjuicio de que, al igual que en el caso mencionado en el párrafo precedente, dicha emisión estará sujeta a la autorización de la CNV.

Ley Aplicable:

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

Jurisdicción:

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

Acción Ejecutiva:

Las Obligaciones Negociables serán emitidas conforme con la Ley de Obligaciones Negociables y constituirán “obligaciones negociables” conforme con las disposiciones de la misma y gozarán de los derechos allí establecidos. En particular, conforme con el artículo 29 de dicha ley, en el supuesto de incumplimiento por parte de la Emisora en el pago de cualquier monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables a su vencimiento, los tenedores de las mismas podrán iniciar acciones ejecutivas ante

María Agustina Montes
Delegada

tribunales competentes de la Argentina para reclamar el pago de los montos adeudados por la Emisora.

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.

Duración del Programa:

El plazo de duración del Programa, dentro del cual podrán emitirse las Obligaciones Negociables, será de 5 años contados desde la fecha de autorización por parte del Directorio de la CNV de la creación del Programa o el plazo máximo autorizado por la normativa aplicable. Dicho plazo podrá ser prorrogado a opción de la Emisora y con la obtención de las correspondientes autorizaciones regulatorias.



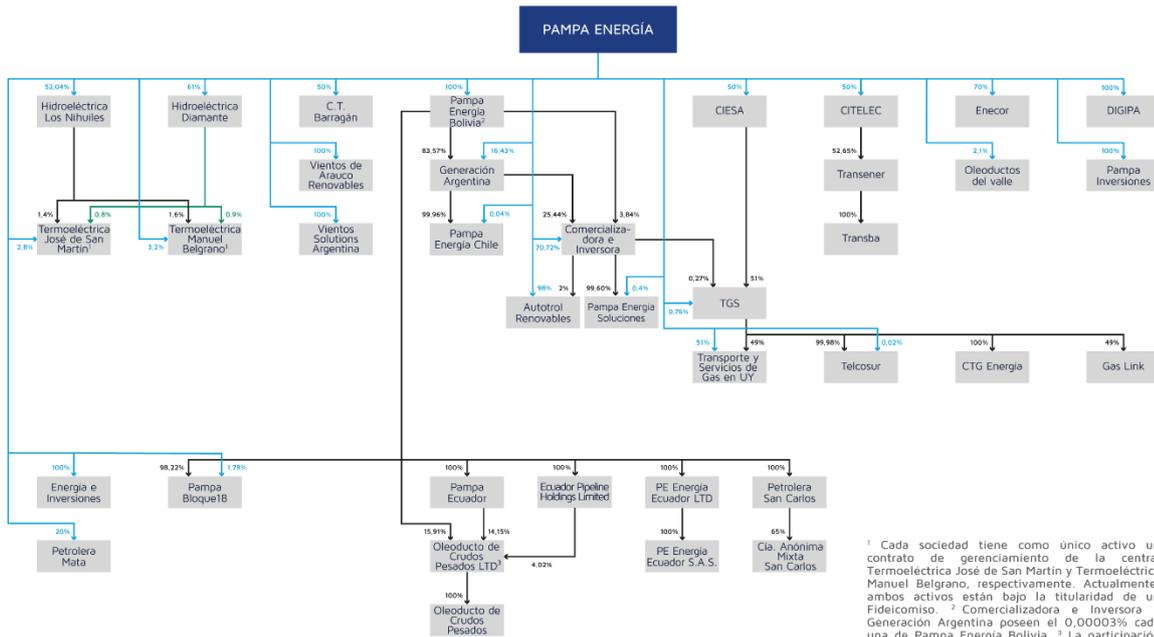
María Agustina Montes
Delegada

ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS O SOCIOS Y PARTES RELACIONADAS

Estructura de la Emisora y su grupo económico

Estructura Organizacional

El siguiente organigrama muestra la estructura de la Compañía al 31 de diciembre de 2023. La Sociedad es controlada en forma directa e indirecta por Marcos Marcelo Mindlin, Gustavo Mariani, Damián Miguel Mindlin y Ricardo Alejandro Torres. Para mayor información respecto de los accionistas de Pampa Energía, por favor ver la sección “Información sobre la Emisora—Accionistas principales y transacciones con partes relacionadas—Accionistas principales”.



Accionistas o Socios principales

La siguiente tabla establece información acerca de la titularidad beneficiaria de las acciones ordinarias de la Compañía al 31 de diciembre de 2023:

Nombre del Accionista	Cantidad de Acciones	Porcentaje de Capital (2)	Porcentaje de Votos (2)
ANSES (1)	306.976.731	22,51%	22,51%
Grupo de Control			
Marcos Marcelo Mindlin	224.557.972	16,469%	16,469%
Gustavo Mariani	41.230.735	3,024%	3,024%
Damián Miguel Mindlin	42.841.395	3,142%	3,142%
Ricardo Alejandro Torres	28.266.839	2,073%	2,073%

María Agustina Montes
Delegada

Total	336.896.941	24,708%	24,708%
-------	-------------	---------	---------

(1) El 20 de noviembre de 2008, el Congreso Nacional sancionó una ley por la que se unificó el sistema de jubilaciones y pensiones de Argentina en un único sistema administrado públicamente por la ANSES y se eliminó el sistema de ahorro previsional administrado por fondos de pensión privados bajo la supervisión de un organismo estatal. De acuerdo con la nueva ley, los fondos de pensión privados transfirieron a la ANSES todos los activos administrados por ellos bajo el sistema de ahorro previsional. Entre los activos transferidos se encontraban 295.765.953 acciones ordinarias de Pampa Energía, representativas del 20,50% del capital social de la Compañía a esa fecha. La ANSES está sujeto a las mismas reglas de inversión, prohibiciones y restricciones que las aplicables a los fondos de pensión privados argentinos bajo el sistema de ahorro previsional, salvo por lo descrito en la oración siguiente. El 12 de abril de 2011, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto de Emergencia N° 441, que anuló las restricciones bajo el artículo 76(f) de la Ley N° 24.241 respecto del ejercicio de más del 5% de los derechos de voto de cualquier sociedad local o extranjera, tal como Pampa Energía, en cualquier asamblea de accionistas, independientemente de la participación efectiva en el capital social de la sociedad en cuestión. La anulación de las restricciones bajo el artículo 76(f) de la Ley N° 24.241 entró en vigencia el 14 de abril de 2011. A partir de dicha fecha, la ANSES puede ejercer sus derechos de voto en cualquier sociedad extranjera o local, tal como Pampa Energía, en base a la participación efectiva en el capital social de la sociedad en cuestión.

(2) Porcentajes calculados sobre el capital de la Compañía al 31.12.23 de \$ 1.363.520.380.

Asimismo, según datos proporcionados por J.P. Morgan, al 31 de diciembre de 2023, existían aproximadamente 373.228.100 de ADS en circulación, representativos del 27,37% del capital social. A dichas fechas, no existía un tenedor registrado de los ADS en los Estados Unidos. Dado que algunos de los ADS de la Compañía se encuentran bajo la titularidad de corredores y otras personas designadas, la cantidad de tenedores de registro directos en los Estados Unidos no puede ser plenamente indicativa de la cantidad de titulares beneficiarios directos en los Estados Unidos de los ADS de la Compañía o de donde los titulares beneficiarios directos de tales ADS son residentes. La Compañía no posee información acerca de los tenedores con domicilios inscriptos en los Estados Unidos que sean titulares de acciones de la Compañía que no sean representadas por ADS.

Transacciones con partes relacionadas

Política relativa a Aprobación de operaciones con Partes Relacionadas

De acuerdo con las disposiciones de la LMC, la Compañía aprobó la Política de Aprobación de Operaciones con Partes Relacionadas. De conformidad con dicha política y conforme a lo indicado en las normas aplicables, todas las operaciones de monto relevante (es decir, todas aquellas que superen el 1% del patrimonio de la Compañía) efectuadas por la Compañía con personas físicas y/o jurídicas que sean consideradas 'partes relacionadas' de conformidad con las disposiciones que se establecen en las normas aplicables, deben quedar sujetas a una autorización previa específica y a un procedimiento de control que sea llevado a cabo bajo la coordinación de la Dirección de Legales de la Compañía y que involucra tanto al Directorio como al Comité de Auditoría de la Compañía, según corresponda.

La Compañía no es parte actualmente de operaciones con, y no ha realizado préstamos significativos a, ninguno de sus directores, miembros de la gerencia clave u otras personas relacionadas, ni ha prestado garantías en beneficio de dichas personas, ni existen operaciones contempladas de esta clase con ninguna de dichas personas.

Véase, "Información Sobre Los Directores O Administradores, Gerentes, Promotores, Miembros Del Órgano De Fiscalización, Del Consejo De Vigilancia y Comité De Auditoría– Planes de Compensación".

Para obtener más información sobre las operaciones con partes relacionadas y nuestros saldos pendientes de nuestras transacciones con compañías relacionadas (incluidas las compañías bajo control conjunto), consulte la Nota 16 de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023.

Activos Fijos y Sucursales De La Emisora

La Compañía es propietaria absoluta y tiene arrendamientos, pero no tiene ningún interés material específico. La mayoría de las propiedades que consisten en reservas de petróleo y gas, centrales de generación, parques eólicos, líneas de voltaje, una planta de almacenamiento, plantas petroquímicas, infraestructura para la manufactura, instalaciones para depósito de bienes, tuberías, pozos de petróleo y gas y un edificio de oficinas corporativa, se encuentran ubicados en Argentina. La Compañía se mudó al edificio ubicado en Maipú 1, Ciudad de Buenos Aires, el 27 de julio de 2016.



María Agustina Montes
Delegada

Para obtener mayor información sobre los activos fijos de la Compañía, véase la sección titulada “*Información Sobre la Emisora – Descripción de las Actividades y Negocios de Pampa Energía*”.

Ciertos activos relacionados con los acuerdos de venta celebrados en diciembre de 2017 han sido clasificados como mantenidos para la venta en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017. A la fecha del presente Prospecto, las ventas de varios de estos activos ya han sido consumadas. Para mayor información, véase “*Políticas de la Emisora - Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales*”.

Calificaciones crediticias

La Compañía, a la fecha del presente Prospecto, posee las siguientes calificaciones:

Compañía	Agencia	Calificación	
		Escala Global	Escala Nacional
Pampa	Standard & Poor's	b- ⁽¹⁾	-
	Moody's	Caa3	-
	FitchRatings ⁽²⁾	B-	AA (largo plazo) A1+ (corto plazo)

⁽¹⁾ Calificación Individual. ⁽²⁾ Escala nacional expedida por FIX SCR.

María Agustina Montes
Delegada

ANTECEDENTES FINANCIEROS

Este capítulo contiene declaraciones referentes al futuro que conllevan riesgos e incertidumbres. Los resultados reales de la Emisora pueden diferir sustancialmente de los que se analizan en las declaraciones referentes al futuro como resultado de diversos factores, entre ellos, sin carácter restrictivo, los indicados en “Factores de riesgo”, y demás temas expuestos en este Prospecto en forma general.

El siguiente análisis está basado en los estados financieros de Pampa Energía y sus correspondientes notas contenidas o incorporadas a este Prospecto por su referencia, y demás información contable expuesta en los capítulos de este Prospecto, y debe leerse juntamente con ellos.

Fuentes de Ingresos

Generación

La actividad de generación obtiene ingresos de la venta de electricidad en el mercado spot, contratos de abastecimiento con CAMMESA y contratos con grandes usuarios en el MAT. Para mayor información véase “*Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico de Argentina*”.

Petróleo y Gas

La actividad de Petróleo y Gas de la Compañía obtiene sus ingresos por la venta de gas natural a generadores o a clientes industriales. En cuanto a la producción de petróleo, se vende principalmente en el mercado local.

Petroquímica

Las operaciones petroquímicas de la Compañía generan ingresos de la venta de estireno, poliestireno, elastómeros y plásticos derivados de la producción de petróleo. La Compañía, a partir del gas natural, nafta virgen, propano y otros insumos, produce una amplia gama de productos como bases octánicas para naftas, solventes aromáticos, hexano y otros solventes parafínicos hidrogenados, propelente para la industria cosmética, estireno monómero, caucho y polímeros para el mercado local y extranjero. Estos ingresos se reconocen con la entrega de los productos pertinentes.

Holding y Otros

Nuestro segmento holding y otros genera ingresos a través de contratos por servicios de asesoramiento brindados a sociedades relacionadas.

Estados Financieros

La información financiera incluida en el presente Prospecto correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 ha sido obtenida de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023, presentados en forma comparativa, los cuales han sido preparados de acuerdo con las NIIF emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB” según sus siglas en inglés) y el Comité de Interpretación de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF) y se encuentran disponibles en la página web y en oficinas de la Compañía, así como en la Autopista de la Información Financiera en la Página Web de la CNV publicado bajo el ID 3162017.

La Compañía adoptó el Dólar como moneda funcional a partir del 1 de enero de 2019.

María Agustina Montes
Delegada

Estado de Resultado Integral Consolidado

	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2021
Ingresos por ventas	513.727	242.182	144.641
Resultado operativo	117.754	88.451	56.426
Resultado antes de impuestos	169.248	84.289	38.216
Impuesto a las ganancias	(132.557)	(19.389)	(7.301)
Pérdida por operaciones discontinuadas	-	-	(7.129)
Ganancia del período	36.691	64.900	23.786
Otro resultado integral	1.508.654	157.854	35.201
Otro resultado integral por operaciones discontinuadas	0	0	11.375
Ganancia integral del período	1.545.345	222.754	70.362
	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2021
Ganancia atribuible a los propietarios de la Sociedad	34.488	64.859	27.097
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	1.366	1.381	1.405
Ganancia total por acción básica y diluida	25,25	46,97	19,29

Estado de Situación Financiera Consolidado

	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2021
Activo no corriente	2.738.024	601.881	281.011
Activo corriente	1.079.172	238.183	115.642
Total Activo	3.817.196	840.064	396.653
Participación no controladora	6.960	1.157	609
Patrimonio atribuible a los propietarios	1.943.736	403.463	183.431
Total Patrimonio	1.950.696	404.620	184.040
Pasivo no corriente	1.444.818	323.746	177.506
Pasivo corriente	421.682	111.698	35.107
Total Pasivo	1.866.500	435.444	212.613
Total Pasivo y Patrimonio	3.817.196	840.064	396.653

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado

	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2021
Capital social	1.360	1.380	1.382
Ajuste de capital	7.126	7.231	7.245
Prima de emisión	19.950	19.950	19.950
Acciones propias en cartera	4	4	4
Ajuste de capital de acciones en cartera	21	21	21
Costo de acciones propias en cartera	(211)	(2.280)	(238)
Reservas	1.195.157	178.932	59.181
Resultados no asignados	180.627	84.505	44.454
Otro resultado integral	539.702	113.720	51.432
Patrimonio atribuible a los propietarios	1.943.736	403.463	183.431
Participación no controladora	6.960	1.157	609
Total del Patrimonio	1.950.696	404.620	184.040

Estado de Flujos de efectivo Consolidado



María Agustina Montes
Delegada

	<u>31.12.2023</u>	<u>31.12.2022</u>	<u>31.12.2021</u>
Flujos netos de efectivo generados por las actividades operativas	177.099	81.197	72.029
Flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de inversión	(75.354)	(75.055)	(45.793)
Flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de financiación	(53.093)	(5.064)	(31.804)
Aumento (Disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	<u>48.652</u>	<u>1.078</u>	<u>(5.568)</u>

Indicadores Financieros

	<u>31.12.2023</u>	<u>31.12.2022</u>	<u>31.12.2021</u>
Liquidez			
Activo corriente	<u>1.079.172</u>	<u>238.183</u>	<u>115.642</u>
Pasivo corriente	<u>421.682</u>	<u>111.698</u>	<u>35.107</u>
Índice	2,56	2,13	3,29
Solvencia			
Patrimonio	<u>1.950.696</u>	<u>404.620</u>	<u>184.040</u>
Total del pasivo	<u>1.866.500</u>	<u>435.444</u>	<u>212.613</u>
Índice	1,05	0,93	0,87
Inmovilización del capital			
Activo no corriente	<u>2.738.024</u>	<u>601.881</u>	<u>281.011</u>
Total del activo	<u>3.817.196</u>	<u>840.064</u>	<u>396.653</u>
Índice	0,72	0,72	0,71
Rentabilidad			
Resultado del periodo	<u>36.691</u>	<u>64.900</u>	<u>23.786</u>
Patrimonio promedio	<u>1.177.658</u>	<u>294.330</u>	<u>166.459</u>
Índice	0,031	0,221	0,143

Capitalización y endeudamiento

La siguiente tabla contiene el detalle de la capitalización y endeudamiento financiero a corto y largo plazo de la Sociedad.

Este cuadro debe leerse juntamente con la información consignada en “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*”, los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023 presentados en forma comparativa, los cuales se encuentran disponibles en la Página Web de la CNV en el ítem “*Empresas*”.



María Agustina Montes
Delegada

	31 de diciembre de 2023	
	(en millones de pesos)	(en millones de dólares) ⁽¹⁾
Efectivo y Equivalente de Efectivo	137.973	171
Activos financieros corrientes a valor razonable con cambios en resultados	451.883	559
Total de Efectivo y Equivalente de Efectivo y Activos Financieros corrientes a valor razonable con cambios en resultados	589.856	730
Préstamos		
Préstamos financieros corrientes	181.357	224
Préstamos financieros no corrientes	989.182	1224
Total Préstamos	1.170.539	1.448
Patrimonio	1.950.696	2.413
Capitalización Total ⁽²⁾	3.121.235	3.861

(1) Los montos en Pesos fueron convertidos a Dólares al tipo de cambio de AR\$808,45 por cada US\$1,00, que era al tipo de cambio vendedor divisa publicado por el Banco Nación el 30 de septiembre de 2023.

(2) Préstamos totales más patrimonio.

Obligaciones Negociables en circulación

A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad cuenta con los siguientes instrumentos en circulación:

Obligaciones Negociables Clase 1

Emisor: Pampa
Fecha de Emisión y Liquidación: 24 de enero de 2017
Moneda: Dólares
Valor Nominal emitido: USD 750.000.000
Monto en Circulación: USD 750.000.000
Fecha de Vencimiento: 24 de enero de 2027
Tasa: 7,50% nominal anual

Obligaciones Negociables Clase 3

Emisor: Pampa
Fecha de Emisión y Liquidación: 10 de julio de 2019
Moneda: Dólares
Valor Nominal emitido: USD 300.000.000
Monto en Circulación: USD 300.000.000
Fecha de Vencimiento: 15 de abril de 2029
Tasa: 9,125% nominal anual

Obligaciones Negociables Clase 9

Emisor: Pampa
Fecha de Emisión y Liquidación: 8 de agosto de 2022
Moneda: Dólares
Valor Nominal emitido: USD 292.796.835
Monto en Circulación: USD 292.796.835
Fecha de Vencimiento: 8 de diciembre de 2026
Tasa: 9,500% nominal anual



María Agustina Montes
Delegada

Obligaciones Negociables Clase 13

Emisor: Pampa
Fecha de Emisión y Liquidación: 19 de diciembre de 2022
Fecha de Reapertura: 6 de marzo de 2023
Moneda: Dólar Linked
Valor Nominal emitido: USD 98.023.406
Monto en Circulación: USD 98.023.406
Fecha de Vencimiento: 19 de diciembre de 2027
Tasa: 0%

Obligaciones Negociables Clase 15

Emisor: Pampa
Fecha de Emisión y Liquidación: 11 de enero de 2023
Fecha de Reapertura: 6 de marzo de 2023
Moneda: Pesos
Valor Nominal emitido: ARS 18.263.734.366
Monto en Circulación: ARS 18.263.734.366
Fecha de Vencimiento: 11 de julio de 2024
Tasa Badlar Privada más margen aplicable: 2%

Obligaciones Negociables Clase 16

Emisor: Pampa
Fecha de Emisión y Liquidación: 4 de mayo de 2023
Moneda: Dólares
Valor Nominal emitido: USD 55.744.200
Monto en Circulación: USD 55.744.200
Fecha de Vencimiento: 4 de noviembre de 2025
Tasa: 4,99%

Obligaciones Negociables Clase 18

Emisor: Pampa
Fecha de Emisión y Liquidación: 8 de septiembre de 2023
Moneda: Dólares
Valor Nominal emitido: USD 72.084.065
Monto en Circulación: USD 72.084.065
Fecha de Vencimiento: 8 de septiembre de 2025
Tasa: 5%

Obligaciones Negociables Clase 19

Emisor: Pampa
Fecha de Emisión y Liquidación: 29 de febrero de 2024
Moneda: Pesos
Valor Nominal emitido: \$ 17.131.250.000.
Monto en Circulación: \$17.131.250.000
Fecha de Vencimiento: 28 de febrero de 2025
Tasa Badlar Privada más margen aplicable: -1%



María Agustina Montes
Delegada

|



María Agustina Montes
Delegada

Capital Social

El capital social a la fecha de este Prospecto es de \$1.363.520.380 y se encuentra representado por 1.363.520.380 acciones ordinarias, de valor nominal \$1, con derecho a un voto por acción, las que se encuentran sometidas en su totalidad al régimen de oferta pública de Valores Negociables establecido en la LMC, y sus modificatorias. La Sociedad podrá emitir futuros aumentos de capital constituidos por acciones iguales a las que están en circulación. De acuerdo con lo dispuesto por la LMC o cualquier norma similar que en el futuro la reemplace, la asamblea de accionistas podrá aprobar la emisión de opciones sobre acciones a emitir o valores convertibles en acciones, pudiendo delegar en el directorio la fijación de los términos y condiciones de su emisión y de los derechos que otorguen y la fijación del precio de las opciones y de las acciones a las que éstas den derecho. Dichas opciones podrán ser emitidas a favor de miembros del directorio, gerentes y personal de la sociedad y/o a favor de terceros según lo determine la respectiva asamblea. La evolución del capital deberá figurar en los balances de la sociedad.

Evolución del Capital Social en los últimos tres años

Con fecha 29 de abril de 2021, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de la Compañía resolvió reducir el capital social a través de la cancelación de 56.581.600 acciones que la Sociedad poseía en cartera, por lo cual el capital social pasó de la suma de \$1.455.501.255 a \$1.398.919.655. A la fecha del presente Prospecto, el trámite se encuentra inscripto ante la IGJ.

Luego, con fecha 30 de septiembre de 2021, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de la Compañía resolvió reducir el capital social a través de la cancelación de \$12.513.675, acciones que la Sociedad poseía en cartera, por lo cual el capital social pasó de la suma de \$1.398.919.655 a \$1.386.405.980. A la fecha del presente Prospecto, el trámite se encuentra inscripto ante la IGJ.

Finalmente, con fecha 27 de abril de 2022, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de la Compañía resolvió reducir el capital social a través de la cancelación de \$2.761.375, acciones que la Sociedad poseía en cartera, por lo cual el capital social pasó de la suma de \$1.386.405.980 a \$1.383.644.605. A la fecha del presente Prospecto, el trámite se encuentra inscripto ante la IGJ.

En virtud del estatuto social vigente de la Compañía, se prevé que (a) los derechos de preferencia y de acrecer solamente se limitarán o suspenderán (i) cuando sea resuelto por la Asamblea Extraordinaria y se cumplan las condiciones establecidas en el artículo 197 de la Ley General de Sociedades o (ii) cuando la Asamblea Extraordinaria que apruebe cada emisión de acciones y obligaciones negociables convertibles resuelva que el derecho de preferencia se ejercerá mediante el procedimiento de colocación que se determine en el prospecto de oferta pública correspondiente; y (b) en el caso de un aumento de capital de acciones u obligaciones negociables convertibles ofrecidas mediante oferta pública en los términos de la LMC y sujeto a la aprobación de la asamblea de accionistas que apruebe cada emisión de acciones y obligaciones negociables convertibles, el derecho de preferencia contemplado en el referido artículo 194, en el artículo 62 BIS de la LMC y en el artículo 11 de la Ley de Obligaciones Negociables, se ejercerá mediante el procedimiento de colocación que se determine en el prospecto de oferta pública correspondiente; otorgándose a los titulares de las acciones y obligaciones negociables convertibles, beneficiarios del derecho de preferencia, prioridad en la adjudicación hasta el monto de las acciones que les correspondan por sus porcentajes de tenencias. Ello será siempre que las órdenes de compra presentadas por los accionistas o tenedores de obligaciones negociables convertibles, beneficiarios del derecho de preferencia, sean al precio que resulte del procedimiento de colocación o a un precio determinado que sea igual o superior a dicho precio de suscripción determinado en la oferta pública, sin que sea de aplicación el derecho de acrecer.

Cambios Significativos

Con posterioridad a los estados financieros consolidados incluidos en el presente Prospecto no hubo cambios significativos.

María Agustina Montes
Delegada

Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera

Pampa es una empresa integrada de energía de Argentina que participa principalmente en las cadenas de valor de energía eléctrica y gas.

A través de sus actividades propias, de sus sociedades subsidiarias y participaciones en negocios conjuntos y en asociadas, y sobre la base de la naturaleza, clientes y riesgos involucrados se han identificado los siguientes segmentos de negocio:

Generación, integrado principalmente por las participaciones directas e indirectas en HINISA, HIDISA, CTB, TMB y TJSM y por las actividades propias de generación de electricidad a través de las centrales térmicas Güemes, Piedra Buena, Piquirenda, Loma de la Lata, Genelba, Ecoenergía, Pilar, I. White, de la represa hidroeléctrica Pichi Picún Leufú y de los parques eólicos Pampa Energía II y III.

Petróleo y gas, integrado principalmente por las participaciones propias en áreas de petróleo y gas y por la participación directa en CISA.

Petroquímica, integrado por las operaciones propias de estirénicos y de la unidad reformadora catalítica desarrolladas en las plantas de Argentina.

Holding y otros, integrado principalmente por operaciones de inversiones financieras, actividades holding, las participaciones en las asociadas OCP y en los negocios conjuntos CITELEC y CIESA y sus respectivas subsidiarias licenciatarias del transporte de electricidad en alta tensión a nivel nacional y de gas en el sur del país, respectivamente.



María Agustina Montes
Delegada

i. Resultado del ejercicio

Análisis de los Resultados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con el finalizado el 31 de diciembre de 2022, expresado en USD millones

Segmento de Generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2023	2022	$\Delta\%$
Ingresos por ventas	648	663	-2%
<i>Ventas en el mercado local</i>	648	663	-2%
Costo de ventas	(354)	(370)	-4%
Resultado bruto	294	293	+0%
Gastos de comercialización	(2)	(3)	-33%
Gastos de administración	(50)	(39)	+28%
Otros ingresos operativos	75	25	+200%
Otros egresos operativos	(27)	(5)	NA
Resultado por part. en negocios conjuntos	(18)	65	NA
Resultado operativo	272	336	-19%
Ingresos financieros	2	1	+100%
Gastos financieros	(119)	(82)	+45%
Otros resultados financieros	280	72	+289%
Resultados financieros, netos	163	(9)	NA
Resultado antes de impuestos	435	327	+33%
Impuesto a las ganancias	(225)	(73)	+208%
Resultado del período	210	254	-17%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	207	253	-18%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	3	1	+200%

Ingresos por ventas

Las ventas del segmento de generación de energía disminuyeron un 2% a US\$648 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con US\$663 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Dicha variación se debe principalmente a: (i) menores ventas de energía Spot debido a la disminución en dólares de los precios establecidos por las Resoluciones 238/2022, 826/2022, 750/2023 y 869/2023 como consecuencia de la devaluación del Peso Argentino; (ii) disminución de los volúmenes y precios comercializados bajo Energía Plus; (iii) menores ingresos por reconocimiento del combustible propio por temperaturas moderadas y favorable oferta hídrica y nuclear, que impactó en la disminución en el despacho térmico; y (iv) ciertas indisponibilidades originadas por siniestros, principalmente en la TG05 de CTLL y mantenimientos programados; parcialmente compensado por (i) la adquisición de VAR y (ii) la puesta en marcha de PEPE IV.

La generación de energía durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 experimentó un crecimiento del 15% (+2.668 GWh) en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, explicado por un mayor despacho en CTB por el cierre a ciclo combinado, generación hídrica por aumento en los aportes de agua y eólica, asociada a la adquisición de VAR y la habilitación de PEPE IV. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un menor despacho en las unidades térmicas por parte de CAMMESA. El siguiente cuadro muestra la generación neta para las plantas de generación:

María Agustina Montes
Delegada

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
En GWh	2023		2022	
	Generación neta	Ventas totales	Generación neta	Ventas totales
Hidroeléctricas				
HINISA	543	543	428	428
HIDISA	361	361	303	303
HPPL	1.060	1.060	707	707
Eólicas				
PEMC ¹	193	193	391	391
PEPE II	209	213	231	256
PEPE III	204	217	249	249
PEPE IV	274	274	0	0
PEPE V	326	326	17	-
Térmicas				
CTLL	4.512	4.470	5.103	5.103
CTG	225	547	225	469
CTP	75	75	52	52
CPB	606	606	1.209	1.209
CTPP	274	274	321	321
CTIW	265	265	308	308
CTGEB A	7.548	8.224	7.746	8.571
EcoEnergía	68	146	73	152
CTEB ²	4.236	4.236	948	948
Total	20.979	22.029	18.311	19.468

Nota: 1 PEMC fue consolidado en Pampa desde el 12 de agosto de 2022 hasta el 16 de julio de 2023. 2 Operada por Pampa (participación accionaria del 50%).

Costo de ventas

El costo de ventas disminuyó un 4% a US\$354 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con US\$370 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, principalmente debido a menor consumo de gas y energía para cubrir contratos debido a la disminución de la demanda térmica mencionada anteriormente, sumado a menores gastos de reparaciones y mantenimientos, compensado por mayores depreciaciones y mayores costos laborales.

Resultado bruto

El resultado bruto del segmento de generación de energía no tuvo variaciones significativas, registrando una ganancia de US\$294 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con una ganancia de US\$293 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Asimismo, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, el margen bruto en relación con las ventas aumentó a 45%, comparado con 44% registrado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización del segmento de generación de energía disminuyeron un 33% a US\$2 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con US\$3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Gastos de administración



María Agustina Montes
Delegada

Los gastos de administración del segmento de generación de energía aumentaron un 28% a US\$50 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con US\$39 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, principalmente debido a mayores costos salariales, cuya evolución fue superior a la devaluación del peso argentino, y en menor medida, a un leve incremento en honorarios y retribuciones por servicios.

Otros ingresos y egresos operativos, netos

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento de generación de energía aumentaron un 140%, a una ganancia de US\$48 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con una ganancia de US\$20 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, debido a mayores intereses comerciales por aumento de la morosidad de CAMMESA.

Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos

El resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos del segmento de generación de energía registró a una pérdida de US\$18 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, una disminución de US\$83 millones en comparación con la ganancia de US\$65 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Dicha variación se explica por un menor resultado en CTEB durante 2023 debido a que la remuneración diferencial en US\$ para el CC de CTEB no pudo compensar las pérdidas financieras y el mayor cargo por impuesto a las ganancias. Además, en el 2022 se registró una ganancia de US\$23 millones como consecuencia de la adquisición del 50% adicional de Greenwind, reflejando el valor razonable sobre el 50% de participación anterior.

Resultado operativo

El resultado operativo del segmento de generación de energía bajó un 19%, registrando una ganancia de US\$272 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con una ganancia de US\$336 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, principalmente por la pérdida generada en el resultado por la VPP en CTEB, la ganancia registrada en el 2022 correspondiente a la adquisición del 50% adicional de Greenwind y los menores ingresos de energía *spot* y gas reconocido. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores intereses comerciales por mora en la cobranza a CAMMESA, con una tasa promedio y días de cobro de 62% y 69 días para 2022 y 113% y 83 días para 2023, respectivamente. El margen operativo en relación con las ventas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 disminuyó a 42%, en comparación con el 51% del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros, netos, relacionados con el segmento de generación de energía representaron una ganancia de US\$163 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparados con una pérdida de US\$9 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, principalmente debido a mayores ganancias por cambios en el valor razonable de instrumentos financieros, parcialmente compensado por mayores intereses financieros por la deuda en Pesos y pérdidas por diferencia de cambio neta producto de la posición monetaria activa en Pesos del negocio.

Impuesto a las ganancias

El segmento de generación de energía registró un cargo por impuesto a las ganancias de US\$225 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con US\$73 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Ganancia del ejercicio

María Agustina Montes
Delegada

Las actividades de generación registraron una ganancia del ejercicio de US\$210 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, de los cuales US\$207 millones corresponden a los propietarios de la Sociedad, comparada con una ganancia de US\$254 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, de los cuales US\$253 millones fueron atribuibles a los propietarios de la Sociedad.

Segmento de Petróleo y Gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2023	2022	Δ%
Ingresos por ventas	666	646	+3%
<i>Ventas en el mercado local</i>	505	487	+4%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	161	159	+1%
Costo de ventas	(412)	(350)	+18%
Resultado bruto	254	296	-14%
Gastos de comercialización	(49)	(45)	+9%
Gastos de administración	(74)	(60)	+23%
Gastos de exploración	(7)	-	NA
Otros ingresos operativos	86	61	+41%
Otros egresos operativos	(32)	(26)	+23%
Deterioro de PPE	(38)	(30)	+27%
Deterioro de activos financieros	-	(2)	-100%
Resultado operativo	140	194	-28%
Ingresos financieros	2	2	-
Gastos financieros	(203)	(107)	+90%
Otros resultados financieros	(15)	(28)	-46%
Resultados financieros, netos	(216)	(133)	+62%
Resultado antes de impuestos	(76)	61	NA
Impuesto a las ganancias	29	(16)	NA
Resultado del período	(47)	45	NA

Ingresos por ventas

Las ventas del segmento de petróleo y gas ascendieron a US\$666 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, lo que representó un incremento del 3% en comparación con los US\$646 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Dicha variación se explica principalmente por el aumento en los volúmenes entregados bajo Plan Gas.Ar debido a la entrada en vigencia de la ronda 4.2, asociada a la habilitación del nuevo GPNK, y mejores precios de gas para exportaciones e industrias locales, compensado por menores precios de exportación y volúmenes producidos de petróleo.

El precio promedio de venta del gas, incluyendo el efecto de los subsidios, fue de US\$4,2/MBTU para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente. El precio promedio de venta de petróleo fue de US\$66,2/bbl para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, 5% inferior a los US\$68,6/bbl del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, principalmente explicado por la caída de los precios internacionales de referencia.

La siguiente tabla muestra la producción y volumen vendido para el segmento de petróleo y gas:



María Agustina Montes
Delegada

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2023	2022
Producción		
Petróleo (miles de bbl/día)	4,8	5,3
Gas (miles de m ³ /día)	10.296	9.811
Total (miles de boe/día)	65,4	63,1
Ventas		
Petróleo (miles de bbl/día)	5,0	5,3
Gas (miles de m ³ /día)	10.274	9.842
Total (miles de boe/día)	65,5	63,3

Costo de ventas

El costo de ventas del segmento de petróleo y gas aumentó un 18%, a US\$412 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con US\$350 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, principalmente debido a un aumento en depreciaciones de propiedades, planta y equipo por la fuerte inversión en las áreas operadas de gas, sumado a mayores costos laborales de contratistas, transporte de gas y mantenimiento asociado al incremento en la producción de gas.

Resultado bruto

El resultado bruto del segmento de petróleo y gas disminuyó en 14%, registrando una ganancia de US\$254 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con una ganancia de US\$296 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Dicha variación se explica por menores ventas de petróleo y un incremento en los costos en contratistas, mantenimiento, depreciaciones y transporte de gas, parcialmente compensados por mayores volúmenes comercializados de gas.

Adicionalmente, el margen bruto en relación con las ventas se disminuyó al 38% en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con un 46% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización del segmento de petróleo y gas aumentaron a US\$49 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con US\$45 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, principalmente debido al incremento del costo de transporte de gas exportado.

Gastos de administración

Los gastos de administración del segmento de petróleo y gas aumentaron un 23%, a US\$74 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con US\$60 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, principalmente explicado por mayores costos salariales.

Gastos de exploración

Los gastos de exploración del segmento de petróleo y gas registraron una pérdida de US\$7 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, debido a la reversión del área Río Atuel, mientras que no se registraron gastos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Otros ingresos y egresos operativos, netos



María Agustina Montes
Delegada

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento petróleo y gas registraron una mayor ganancia del 54%, alcanzando los US\$54 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con los US\$35 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. La variación corresponde principalmente a mayores intereses por mora, principalmente a CAMMESA y IEASA, y mayores ingresos por exportaciones derivadas del Programa de Incentivo Exportador. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un menor subsidio del Plan Gas.Ar vigente y mayores cargos por remediación ambiental e impuesto a los débitos y créditos.

Deterioro de propiedad, planta, equipo, activos intangibles e inventarios

El segmento de petróleo y gas reconoció un deterioro de las propiedades, planta, equipo, activos intangibles e inventarios en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 de US\$38 millones, un 27% de incremento en comparación al mismo período de 2022, cuyo cargo fue de US\$30 millones. Esta variación se explica por la reducción de reservas en Rincón del Mangrullo y la menor recuperabilidad en El Tordillo por cercanía al vencimiento de la concesión.

Deterioro de activos financieros

El deterioro de activos financieros del segmento de petróleo y gas registró una pérdida de US\$2 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, mientras que no se registraron cargos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Resultado operativo

El resultado operativo del segmento de petróleo y gas descendió un 28% a una ganancia de US\$140 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con una ganancia de US\$194 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Dicha variación se explica por el incremento en los costos y gastos operativos producto de la mayor actividad, y menores ventas de petróleo. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un incremento en los precios y volúmenes comercializados de gas.

El margen operativo en relación con las ventas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue del 21%, en comparación con el 30% del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros, netos, del segmento de petróleo y gas representaron una pérdida de US\$216 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, 62% mayor comparada con los US\$133 millones reportados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, principalmente debido a mayores pérdidas por intereses financieros y diferencias de cambio, parcialmente compensado por un mejor resultado por cambios en el valor razonable de instrumentos financieros.

Impuesto a las ganancias

El segmento de petróleo y gas registró un beneficio por impuesto a las ganancias de US\$29 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con una pérdida de US\$16 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Pérdida del ejercicio

El segmento de petróleo y gas registró una pérdida de US\$47 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con una ganancia de US\$45 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, ambos íntegramente atribuibles a los propietarios de la Sociedad.

María Agustina Montes
Delegada

Segmento de Petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2023	2022	Δ%
Ingresos por ventas	507	617	-18%
<i>Ventas en el mercado local</i>	359	425	-16%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	148	192	-23%
Costo de ventas	(444)	(536)	-17%
Resultado bruto	63	81	-22%
Gastos de comercialización	(15)	(17)	-12%
Gastos de administración	(6)	(5)	+20%
Otros ingresos operativos	13	1	NA
Otros egresos operativos	(7)	(6)	+17%
Deterioro de inventarios	(3)	(2)	+50%
Resultado operativo	45	52	-13%
Gastos financieros	(3)	(3)	-
Otros resultados financieros	15	6	+150%
Resultados financieros, netos	12	3	+300%
Resultado antes de impuestos	57	55	+4%
Impuesto a las ganancias	(27)	(15)	+80%
Resultado del período	30	40	-25%

Ingresos por ventas

Las ventas del segmento de petroquímica ascendieron a US\$507 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, un 18% menos que los US\$617 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Dicha variación se debe principalmente a una caída en los precios locales como internacionales de referencia y, en menor medida, a un menor volumen comercializado de productos petroquímicos.

El volumen total comercializado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 disminuyó un 4% en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

La siguiente tabla muestra el volumen vendido en el segmento de petroquímica:

Volumen vendido en miles de ton	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2023	2022
Estireno y poliestireno	112	114
Caucho sintético	43	46
Reforma	250	262
Total	405	421

Costo de ventas

El costo de ventas del segmento de petroquímica disminuyó un 17%, a US\$444 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con los US\$536 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022,



María Agustina Montes
Delegada

debido principalmente a menores costos de materia prima por reducción en los precios internacionales de referencia, y en menor medida, a la disminución del volumen comercializado.

Resultado bruto

La ganancia bruta del segmento de petroquímica se redujo en un 22%, a US\$63 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con los US\$81 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, debido principalmente a menores márgenes en los negocios de caucho, estirenos y reforma cuyos costos superaron los precios promedio de venta. Esto fue compensado por un mayor margen en el negocio de poliestireno, principalmente en el mercado local. El margen bruto en relación con las ventas fue del 12% y 13% para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización del segmento de petroquímica disminuyeron un 12% a US\$15 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con US\$17 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, debido principalmente a menores cargos de transporte, impuestos, tasas y contribuciones.

Gastos de administración

Los gastos de administración del segmento de petroquímica ascendieron a US\$6 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, un 20% de incremento comparado con los US\$5 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, explicado por los mayores costos laborales.

Otros ingresos y egresos operativos, netos

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento de petroquímica registraron una ganancia de US\$6 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con la pérdida de US\$5 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022., principalmente por mayores ingresos por exportaciones liquidadas al tipo de cambio CCL, bajo el Programa de Incentivo Exportador.

(Deterioro) recupero de propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios

El cargo por recupero de propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios registró una pérdida de US\$3 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con la pérdida de US\$2 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Resultado operativo

La ganancia operativa del segmento de petroquímica es de US\$45 millones durante en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, una disminución del 13% en comparación con los US\$52 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. El margen operativo en relación con las ventas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue del 9%, en comparación con el 8% del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Resultados financieros, netos

El segmento de petroquímica registró una ganancia financiera en los resultados financieros, netos, de US\$12 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, ampliamente superior a los US\$3 millones reportados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. La variación se debe principalmente a una mayor ganancia por diferencia de cambio neta por deudas en Pesos.

Impuesto a las ganancias

María Agustina Montes
Delegada

El segmento de petroquímica registró un cargo por impuesto a las ganancias de US\$27 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con el cargo de US\$15 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, principalmente como consecuencia del aumento de la utilidad antes de impuestos.

Ganancia del ejercicio

El segmento de petroquímica registró una ganancia del ejercicio de US\$30 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, una disminución del 25% en comparación con los US\$40 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, ambos íntegramente atribuibles a los propietarios de la Sociedad.

Segmento de Holding y Otros

Segmento de holding y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2023	2022	Δ%
Ingresos por ventas	14	20	-30%
<i>Ventas en el mercado local</i>	14	20	-30%
Resultado bruto	14	20	-30%
Gastos de administración	(55)	(38)	+45%
Otros ingresos operativos	3	44	-93%
Otros egresos operativos	(22)	(9)	+144%
Deterioro de activos intangibles	2	(6)	NA
Deterioro de activos financieros	-	(2)	-100%
Resultado por venta de participación en sociedades	9	-	NA
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	16	40	-60%
Resultado operativo	(33)	49	NA
Ingresos financieros	7	9	-22%
Gastos financieros	(45)	(36)	+25%
Otros resultados financieros	278	116	+140%
Resultados financieros, netos	240	89	+170%
Resultado antes de impuestos	207	138	+50%
Impuesto a las ganancias	(95)	(20)	NA
Resultado del período	112	118	-5%

Ingresos por ventas

Las ventas del segmento de holding y otros disminuyeron un 30%, registrando US\$14 millones y US\$20 millones durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente, explicado por menores *fees* devengados.

No habiéndose registrado costo de ventas, el resultado bruto del segmento de holding y otros también fue de US\$14 millones y US\$20 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente.

Gastos de administración

Los gastos de administración del segmento de holding y otros aumentaron un 45% a US\$55 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con US\$38 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, principalmente debido a mayores cargos por acuerdos de compensación ejecutiva, asociado al mejor desempeño en la acción.

Otros ingresos y egresos operativos, netos



María Agustina Montes
Delegada

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento de holding y otros registraron una pérdida de US\$19 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con una ganancia de US\$35 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. La variación corresponde principalmente a la indemnización de US\$37 millones a favor por la demanda arbitral en Ecuador en 2022, y en menor medida a mayores cargos por impuesto a los débitos y créditos y provisiones para contingencias.

Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos

El resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos del segmento de holding y otros registró una ganancia de US\$16 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, 60% menos que los US\$40 millones reportados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Dicha variación se explica principalmente por menores ganancias por las participaciones en CITELEC y CIESA, parcialmente compensadas por un mayor resultado por la participación en OCP al cierre de ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y la pérdida registrada en 2022 por la participación en Refinor.

(Deterioro) recupero de propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios

El deterioro de propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios registró un recupero por US\$2 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con una pérdida de US\$6 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Recupero de deterioro de activos financieros

No se registraron resultados por el recupero del deterioro de activos financieros del segmento de holding y otros para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con la pérdida por US\$2 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, principalmente de créditos fiscales.

Resultado por ventas de participaciones en asociadas

El resultado por venta de participación en sociedades del segmento de holding y otros registró una ganancia de US\$9 millones el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, mientras que no se registraron cargos para el ejercicio comparativo.

Resultado operativo

El resultado operativo del segmento de holding y otros registró una pérdida de US\$33 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado a la ganancia de US\$49 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Dicha variación se explica principalmente por menores resultados por participación en asociadas, la registración del crédito por demanda arbitral en Ecuador, y mayores gastos operativos. Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayor ganancia en OCP.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros, netos, del segmento de holding y otros registraron una ganancia de US\$240 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparada con una ganancia de US\$89 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, debido principalmente a una mayor ganancia por diferencia de cambio neta por efecto de una mayor devaluación sobre la posición monetaria pasiva, parcialmente compensado por mayores pérdidas por intereses fiscales.

Impuesto a las ganancias

María Agustina Montes
Delegada

El segmento de holding y otros registró un cargo por impuesto a las ganancias de US\$95 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con un cargo de US\$20 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, principalmente debido a una mayor utilidad antes de impuestos.

Ganancia del ejercicio

El segmento de holding y otros registró una ganancia de US\$112 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, 5% menos que los US\$118 millones reportados para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, ambos íntegramente atribuibles a los propietarios de la Sociedad.

Análisis de los Resultados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con el finalizado el 31 de diciembre de 2021, expresado en USD millones

Segmento de Generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	663	656	+1%
<i>Ventas en el mercado local</i>	663	656	+1%
Costo de ventas	(370)	(355)	+4%
Resultado bruto	293	301	-3%
Gastos de comercialización	(3)	(2)	+50%
Gastos de administración	(39)	(31)	+26%
Otros ingresos operativos	25	42	-40%
Otros egresos operativos	(5)	(5)	-
Deterioro de activos intangibles e inventarios	-	(2)	-100%
Resultado por part. en negocios conjuntos	65	47	+38%
Resultado operativo	336	350	-4%
Ingresos financieros	1	4	-75%
Gastos financieros	(82)	(46)	+78%
Otros resultados financieros	72	(14)	NA
Resultados financieros, netos	(9)	(56)	-84%
Resultado antes de impuestos	327	294	+11%
Impuesto a las ganancias	(73)	(75)	-3%
Resultado del período	254	219	+16%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	253	218	+16%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	1	1	-

Ingresos por ventas

Las ventas del segmento de generación de energía se incrementaron un 1% a US\$663 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con US\$656 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.



María Agustina Montes
Delegada

Dicha variación se debe principalmente a: (i) mayores ventas de energía spot debido a la actualización de los precios; (ii) incremento en los volúmenes y precios comercializados bajo Energía Plus por mayor demanda; (iii) parcialmente compensados por el vencimiento de PPA de la TV de CTLL y CTP, remunerados como energía base a partir del 1 de noviembre y 15 de julio de 2021, respectivamente.

La generación de energía durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 experimentó un aumento del 5% (+878 GWh) en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, debido un mayor despacho de las unidades térmicas (especialmente CPB, CTLL y CTEB, compensado por menor generación en CTGEB A y CTG) e hídricas (principalmente HPPL). El siguiente cuadro muestra la generación neta para las plantas de generación:

En GWh	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2022		2021	
	Generación neta	Ventas totales	Generación neta	Ventas totales
Hidroeléctricas				
HINISA	428	428	467	467
HIDISA	303	303	325	325
HPPL	707	707	550	550
Eólicas				
PEMC ¹	391	391	367	367
PEPE II	231	256	215	247
PEPE III	249	250	256	256
PEPE IV	0	-	-	-
PEPE V	17	-	-	-
Térmicas				
CTLL	5.103	5.103	4.682	4.692
CTG	225	469	392	624
CTP	52	52	53	53
CPB	1.209	1.209	312	313
CTPP	321	321	299	299
CTIW	308	308	301	300
CTGEB A	7.746	8.571	8.594	9.266
EcoEnergía	73	152	75	153
CTEB ¹	948	948	546	546
Total	18.311	19.468	17.433	18.458

Nota: 1 Operada por Pampa (participación accionaria del 50%). PEMC fue consolidado en Pampa desde el 12 de agosto de 2022.

Costo de ventas

El costo de ventas aumentó 4% a US\$370 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con US\$355 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente debido a mayores gastos salariales, superiores a la devaluación del AR\$, y gastos de reparaciones y mantenimientos estacionales.

Resultado bruto

El resultado bruto del segmento de generación de energía no tuvo variaciones significativas, registrando una ganancia de US\$293 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con una ganancia de US\$301 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Asimismo, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, el margen bruto en relación con las ventas disminuyó a 44%, comparado con 46% del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Gastos de comercialización



María Agustina Montes
Delegada

Los gastos de comercialización del segmento de generación de energía no sufrieron variaciones significativas, registrando US\$3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con US\$2 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Gastos de administración

Los gastos de administración del segmento de generación de energía subieron a US\$39 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con US\$31 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente debido a mayores gastos salariales, superiores a la devaluación del AR\$, y mayores honorarios y retribuciones por servicios.

Otros ingresos y egresos operativos, netos

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento de generación de energía bajaron 46%, a una ganancia de US\$20 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con una ganancia de US\$37 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente debido al recupero de la provisión por la garantía en PEPE IV en 2021.

Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos

El resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos del segmento de generación de energía ascendió a una ganancia de US\$65 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, lo que representó un aumento del 38% en comparación con los US\$47 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Este efecto fue parcialmente compensado por la finalización de PPA en CTEB en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Deterioro de propiedades, planta y equipo y activos intangibles e inventarios

Al 31 de diciembre de 2022 no hubo cargos por deterioro de propiedades, planta, equipo, activos intangibles e inventarios, mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 se registró una pérdida de US\$2 millones.

Resultado operativo

El resultado operativo del segmento de generación de energía bajó 4%, registrando una ganancia de US\$336 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con una ganancia de US\$350 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente por la finalización de PPA en CTLL y CTP, ingresos del recupero de provisiones en 2021 y mayores gastos de sueldos y reparaciones y mantenimiento en 2022. El margen operativo en relación con las ventas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 disminuyó a 51%, en comparación con el 53% del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros, netos, del segmento de generación de energía registraron una pérdida de US\$9 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparados con una pérdida de US\$56 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente debido al incremento en las ganancias por tenencia de instrumentos financieros, parcialmente compensado por mayores intereses financieros y pérdidas por diferencia de cambio neta.

Impuesto a las ganancias

El segmento de generación de energía registró un cargo por impuesto a las ganancias de US\$73 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con un cargo de US\$75 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

María Agustina Montes
Delegada

Ganancia del ejercicio

Las actividades de generación de energía registraron una ganancia del ejercicio de US\$254 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, de los cuales US\$253 millones corresponden a los propietarios de la Sociedad, comparada con una ganancia de US\$219 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, correspondiendo US\$218 millones a los propietarios de la Sociedad.

Segmento de Petróleo y Gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	646	453	+43%
<i>Ventas en el mercado local</i>	487	395	+23%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	159	58	+174%
Costo de ventas	(350)	(285)	+23%
Resultado bruto	296	168	+76%
Gastos de comercialización	(45)	(22)	+105%
Gastos de administración	(60)	(46)	+30%
Otros ingresos operativos	61	58	+5%
Otros egresos operativos	(26)	(28)	-7%
Deterioro de PPE e inventarios	(30)	-	NA
Deterioro de activos financieros	(2)	-	NA
Resultado operativo	194	130	+49%
Ingresos financieros	2	3	-33%
Gastos financieros	(107)	(103)	+4%
Otros resultados financieros	(28)	(16)	+75%
Resultados financieros, netos	(133)	(116)	+15%
Resultado antes de impuestos	61	14	NA
Impuesto a las ganancias	(16)	8	NA
Resultado del período	45	22	+105%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	45	22	+105%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	-	-	NA

Ingresos por ventas

Las ventas del segmento de petróleo y gas ascendieron a US\$646 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, lo que representó un incremento del 43% en comparación con los US\$453 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Dicha variación se explica principalmente por el aumento en las exportaciones de gas y, en menor medida, mayor precio y volumen comercializado de petróleo.

El precio promedio de venta del gas natural, incluyendo los subsidios, fue de US\$4,2/MBTU para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, 16% superior a los US\$3,6/MBTU del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente explicado por mejores precios de exportación e industrial, además del efecto de mayores compromisos invernales bajo Plan Gas.Ar. El precio promedio de venta de petróleo fue de US\$69,6/bbl para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, 18% superior a los US\$58,8/bbl del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente explicado por la suba en los precios internacionales de referencia. La siguiente tabla muestra la producción y volumen vendido del segmento de petróleo y gas:

María Agustina Montes
Delegada

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2022	2021
Producción		
Petróleo (miles de bbl/día)	5,3	4,7
Gas (miles de m ³ /día)	9.811	8.004
Total (miles de boe/día)	63,1	51,8
Ventas		
Petróleo (miles de bbl/día)	5,3	4,6
Gas (miles de m ³ /día)	9.842	8.122
Total (miles de boe/día)	63,3	52,4

Nota: Producción en Argentina.

Costo de ventas

El costo de ventas del segmento de petróleo y gas subió 23%, a US\$350 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con US\$285 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente debido a: (i) incremento de regalías y cánones por mayor volumen y precio comercializado; (ii) mayores cargos de contratistas y mantenimiento; (iii) aumento en las depreciaciones de PPE; y (iv) mayores cargos por transportes.

Resultado bruto

El resultado bruto del segmento de petróleo y gas aumentó 76%, registrando una ganancia de US\$296 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con una ganancia de US\$168 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Dicha variación se explica por el incremento en las exportaciones de gas, y mayor precio y volumen comercializado de petróleo. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una suba en los costos, principalmente de regalías, contratistas, mantenimiento, depreciaciones, y transporte de gas. Adicionalmente, el margen bruto en relación con las ventas subió a 46% en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con el 37% del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización del segmento de petróleo y gas aumentaron a US\$45 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con US\$22 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente por mayor costo de transporte de gas exportado.

Gastos de administración

Los gastos de administración del segmento de petróleo y gas aumentaron 30%, a US\$60 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con US\$46 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente explicado por mayores gastos salariales, superiores a la devaluación del AR\$.

Otros ingresos y egresos operativos, netos

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento petróleo y gas registraron una ganancia de US\$35 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con una ganancia de US\$30 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. La variación corresponde principalmente a provisiones del 2021 por el costo estimado de la remediación a incurrir en áreas petroleras revertidas durante el ejercicio 2021, además de mayores subsidios del Plan Gas.Ar, parcialmente compensados por la provisión del bono de readecuación del plan de inversiones en Sierra Chata.



María Agustina Montes
Delegada

Deterioro de propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios

El segmento de petróleo y gas reconoció un deterioro de propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios de la UGE Rincón del Mangrullo de US\$30 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, mientras que no se registraron cargos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Deterioro de activos financieros

El deterioro de activos financieros del segmento de petróleo y gas registró una pérdida de US\$2 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, mientras que no se registraron cargos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Resultado operativo

El resultado operativo del segmento de petróleo y gas ascendió a una ganancia de US\$194 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con US\$130 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Esta variación se debió principalmente al aumento de exportaciones de gas y precios, además de mayores volúmenes comercializados de petróleo. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un incremento en los costos y gastos operativos, además del deterioro de PPE mencionado anteriormente. El margen operativo en relación con las ventas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue del 30%, en comparación con el 29% del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros, netos, del segmento de petróleo y gas registraron una pérdida de US\$133 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparada con una pérdida de US\$116 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente debido a mayores pérdidas por diferencia de cambio neta, la pérdida por canje de ON en 2022 y aumento de intereses financieros alocados a este segmento, parcialmente compensados por un mejor resultado por tenencia de instrumentos financieros.

Impuesto a las ganancias

El segmento de petróleo y gas registró un cargo por impuesto a las ganancias de US\$16 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con un beneficio de US\$8 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente como consecuencia de una mejora en el resultado antes de impuestos en el ejercicio 2022.

Ganancia del ejercicio

El segmento de petróleo y gas registró una ganancia de US\$45 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con una ganancia de US\$22 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, ambas íntegramente atribuibles a los propietarios de la Sociedad.

María Agustina Montes
Delegada

Segmento de Petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	617	490	+26%
<i>Ventas en el mercado local</i>	425	310	+37%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	192	180	+7%
Costo de ventas	(536)	(424)	+26%
Resultado bruto	81	66	+23%
Gastos de comercialización	(17)	(13)	+31%
Gastos de administración	(5)	(4)	+25%
Otros ingresos operativos	1	1	-
Otros egresos operativos	(6)	(3)	+100%
Deterioro de inventarios	(2)	(2)	-
Resultado operativo	52	45	+16%
Gastos financieros	(3)	(3)	-
Otros resultados financieros	6	(2)	NA
Resultados financieros, netos	3	(5)	NA
Resultado antes de impuestos	55	40	+38%
Impuesto a las ganancias	(15)	(12)	+25%
Resultado del período	40	28	+43%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	40	28	+43%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	-	-	NA

Ingresos por ventas

Las ventas del segmento de petroquímica ascendieron a US\$617 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, 26% superior a los US\$490 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente debido a una mejora en los precios locales como internacionales de referencia.

El volumen total comercializado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue similar al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. La siguiente tabla muestra el volumen vendido en el segmento de petroquímica:

Volumen vendido en miles de ton	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2022	2021
Estireno y poliestireno	114	114
Caucho sintético	46	49
Reforma	262	254
Total	421	417



María Agustina Montes
Delegada

Costo de ventas

El costo de ventas del segmento de petroquímica subió 26%, a US\$536 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con US\$424 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, debido principalmente a mayores costos de materia prima (traccionados por los precios internacionales de referencia).

Resultado bruto

La ganancia bruta del segmento de petroquímica aumentó 23%, a US\$81 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con una ganancia de US\$66 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, debido principalmente a una mejora en los precios de productos de reforma, compensada por menor margen de caucho y poliestireno. El margen bruto en relación con las ventas fue del 13% para ambos ejercicios.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización del segmento de petroquímica ascendieron a US\$17 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con US\$13 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, debido principalmente a mayores cargas fiscales, cargos de transporte y comisiones, y servicios contratados.

Gastos de administración

Los gastos de administración del segmento de petroquímica no sufrieron variaciones significativas, ascendiendo a US\$5 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con US\$4 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Otros ingresos y egresos operativos, netos

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento de petroquímica registraron una pérdida de US\$5 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparada con la pérdida de US\$2 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente por paradas de planta programadas por mantenimientos y falta de disponibilidad de materia prima.

Deterioro de propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios

El cargo por deterioro de propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios fue de US\$2 millones para ambos ejercicios.

Resultado operativo

La ganancia operativa del segmento de petroquímica ascendió a US\$52 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparada con una ganancia de US\$45 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente por una mayor ganancia bruta de productos de reforma, parcialmente compensada por mayores gastos operativos. El margen operativo en relación con las ventas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue del 8%, en comparación con el 9% del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Resultados financieros, netos

El segmento de petroquímica registró una ganancia en los resultados financieros, netos, de US\$3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con una pérdida neta de US\$5 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. La variación se debe principalmente a mayores ganancias por diferencia de cambio neta y a la pérdida registrada en 2021 por la tenencia de instrumentos financieros.

Impuesto a las ganancias

María Agustina Montes
Delegada

El segmento de petroquímica registró un cargo por impuesto a las ganancias de US\$15 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con el cargo de US\$12 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente por mayor utilidad antes de impuestos.

Ganancia del ejercicio

El segmento de petroquímica registró una ganancia del ejercicio de US\$40 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con US\$28 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, ambas íntegramente atribuibles a los propietarios de la Sociedad.

Segmento de Holding y Otros

Segmento de holding y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	20	22	-9%
<i>Ventas en el mercado local</i>	20	22	-9%
Resultado bruto	20	22	-9%
Gastos de administración	(38)	(21)	+81%
Otros ingresos operativos	44	4	NA
Otros egresos operativos	(9)	(22)	-59%
Deterioro de activos intangibles	(6)	-	NA
(Recupero de) Deterioro de activos financieros	(2)	1	NA
Resultado por compra de participación en sociedades	-	17	-100%
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	40	53	-25%
Resultado operativo	49	54	-9%
Ingresos financieros	9	4	+125%
Gastos financieros	(36)	(34)	+6%
Otros resultados financieros	116	18	NA
Resultados financieros, netos	89	(12)	NA
Resultado antes de impuestos	138	42	+229%
Impuesto a las ganancias	(20)	2	NA
Resultado del período	118	44	+168%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	118	44	+168%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	-	-	NA

Ingresos por ventas

Los ingresos por ventas del segmento de holding y otros no sufrieron variaciones significativas, registrando US\$20 millones y US\$22 millones durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente.

Resultado bruto

No habiéndose registrado costo de ventas, el resultado bruto del segmento de holding y otros también fue de US\$20 millones y US\$22 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente.



María Agustina Montes
Delegada

Gastos de administración

Los gastos de administración del segmento de holding y otros aumentaron a US\$38 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con US\$21 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente debido a mayores cargos por acuerdos de compensación.

Otros ingresos y egresos operativos, netos

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento de holding y otros registraron una ganancia de US\$35 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con una pérdida de US\$18 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. La variación corresponde principalmente al crédito de US\$37,4 millones registrado en concepto de indemnización por la demanda arbitral en Ecuador en 2022, además de provisiones para contingencias registradas en 2021.

Deterioro de propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios

El deterioro propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios del segmento de holding y otros fue de US\$6 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, mientras que no se registraron cargos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Deterioro de activos financieros

El deterioro de activos financieros del segmento de holding y otros alcanzó los US\$2 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con un recupero de US\$1 millón para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente por mayor deterioro de créditos fiscales.

Resultado por compra de participaciones en sociedades

El resultado por compra de participación en sociedades del segmento de holding y otros registró una ganancia de US\$17 millones el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 correspondiente a la adquisición de participación adicional en OCP.

Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos

El resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos del segmento de holding y otros registró una ganancia de US\$40 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con una ganancia de US\$53 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Dicha variación se explica principalmente por la pérdida por deterioro de participación en Refinor, considerando que el precio de venta se encontraba por debajo del valor contable registrado.

Resultado operativo

El resultado operativo del segmento de holding y otros ascendió a una ganancia de US\$49 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con una ganancia de US\$54 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Dicha variación se explica principalmente por menor ganancia en los resultados por participación en asociadas y negocios conjuntos, mayores gastos operativos y pérdidas por deterioro de activos intangibles y activos financieros, parcialmente compensados por la registración del crédito en concepto de indemnización por demanda arbitral en Ecuador en 2022 y provisiones para contingencias registradas en 2021.

Resultados financieros, netos

María Agustina Montes
Delegada

Los resultados financieros, netos, del segmento de holding y otros registraron una ganancia de US\$89 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparada con una pérdida de US\$12 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, debido principalmente a una mayor ganancia por diferencia de cambio neta debido a la mayor devaluación sobre la posición monetaria pasiva.

Impuesto a las ganancias

El segmento de holding y otros registró un cargo por impuesto a las ganancias de US\$20 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con un beneficio de US\$2 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente debido a un mejor resultado antes de impuestos.

Ganancia del ejercicio

El segmento de holding y otros registró una ganancia del ejercicio de US\$118 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con una ganancia de US\$44 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, ambas íntegramente atribuibles a los propietarios de la Sociedad.



María Agustina Montes
Delegada

Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Compañía

Los resultados de las operaciones de la Compañía resultan principalmente afectados por las condiciones económicas y la inflación imperantes en Argentina, por variaciones de locales e internacionales del precio del petróleo crudo, de los precios del gas natural, precios internacionales de los productos petroquímicos y de las tarifas reguladas, por fluctuaciones en la demanda de productos de derivados del petróleo, de gas natural y de electricidad en Argentina y por los costos de ventas de la empresa y sus gastos operativos (para mayor información ver *"Factores de Riesgo - Riesgos relacionados con la compañía - El cambio climático, la transición energética y el marco regulatorio que se promueva a tales fines, podrían afectar los negocios, los resultados de las operaciones y la condición financiera de Pampa Energía"*).

Condiciones Económicas Imperantes en Argentina e Inflación

Dado que sustancialmente todas las operaciones de la Compañía, sus instalaciones y clientes se encuentran ubicados en Argentina, la Compañía resulta afectada por las condiciones económicas generales del país. En particular, el desempeño general de la economía argentina afecta la demanda de electricidad y la inflación y las fluctuaciones de los tipos de cambio de las monedas extranjeras afectan los costos y los márgenes de la Compañía. La inflación principalmente afecta la actividad de la Compañía incrementando sus costos operativos y a la vez reduciendo sus ingresos en términos reales.

A partir de diciembre de 2001 y durante gran parte de 2002, la Argentina experimentó una crisis sin precedentes que virtualmente paralizó la economía y dio lugar a cambios radicales en las políticas de gobierno. La crisis y las políticas adoptadas por el Gobierno Argentino durante este período y en adelante ejercieron una significativa influencia sobre el sector eléctrico.

Perspectivas Económicas

La actividad económica hasta el tercer trimestre de 2023 experimentó una caída acumulada del 1,6%, en comparación con el mismo período del 2022. Esta contracción fue impulsada por una disminución del 6,8% en las exportaciones FOB (bienes y servicios reales) y del 0,4% en inversiones. Sin embargo, se observaron aumentos en el consumo privado y público del 1,9% y 2,6%, respectivamente. 11 de los 16 sectores identificados de la economía manifestaron crecimiento económico, siendo los más dinámicos explotación de minas y canteras (+7,7%), hoteles y restaurantes (+6,4%) y enseñanza (+2,6%), mientras que agricultura, ganadería, caza y silvicultura (-25,8%) y pesca (-7,1%) fueron los que más se contrajeron.

En cuanto a la evolución de precios, el Índice de Costo de Vida Nacional publicado por el INDEC, mostró una variación anual del 211,4% en 2023. Los mayores aumentos se registraron en alimentos y bebidas no alcohólicas (+251,3%), equipamiento y mantenimiento del hogar (+231,7%) y salud (+227,7%). Asimismo, los salarios medidos por el registro de Remuneración Imponible Promedio de los Trabajadores Estables (RIPTE) tuvieron un incremento interanual del 142,7%, a noviembre de 2023.

A diciembre de 2023, las cuentas fiscales del Sector Público No Financiero acumularon un déficit primario y financiero de 3,2% y 7,1% en relación con el PBI, respectivamente. La variación anual de los recursos tributarios, medidos en AR\$ según cifras publicadas por la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP), cerró con un incremento interanual del 113,3%. Asimismo, los gastos primarios por el Tesoro Nacional mostraron una variación interanual del 123,0%.

En lo que se refiere a la situación cambiaria, la cotización del US\$ mayorista BCRA conforme la Comunicación "A" 3500 cerró en AR\$808,48/US\$ al 31 de diciembre de 2023, acumulando un aumento del 356,4% respecto al cierre de 2022 y una variación interanual del promedio del 125,7%. Las reservas internacionales del BCRA totalizaron US\$23,1 mil millones, US\$21,5 mil millones menos que el nivel alcanzado a fin de 2022. Por su parte, la base monetaria alcanzó AR\$9.608 mil millones a finales de 2023, reflejando un incremento del 84,6% respecto al año anterior. Además, el inventario de deuda del BCRA por letras emitidas totalizó un equivalente de US\$38,4 mil millones a fin de 2023, con una disminución interanual del 35,1%.

María Agustina Montes
Delegada

Finalmente, en el plano externo, según datos del INDEC, el déficit en cuenta corriente acumulado al tercer trimestre de 2023 fue de US\$18,2 mil millones, representando el 3,4% del PBI, principalmente debido al déficit en la balanza comercial.

Las exportaciones *Free on Board* (FOB) totalizaron US\$66,8 mil millones (-24,5%), mientras que las importaciones a valor *Cost, Insurance and Freight* (CIF) fueron de US\$73,7 mil millones (-9,6%). La caída en las exportaciones se explica por disminuciones en productos primarios (-39,4%), manufacturas de origen agrícola (-27,9%), manufacturas de origen industrial (-10,4%) y combustibles y energía (-7,4%). Con respecto a las importaciones, la caída se explica por disminuciones en combustibles y lubricantes (-38,4%), bienes de capital (-11,3%), bienes de consumo (-7,3%), automotriz (-7,3%) y bienes intermedios (-5,1%).

Precios y tarifas de la electricidad

Los ingresos y márgenes en actividades de generación de electricidad y transmisión de la Compañía dependen sustancialmente de los precios que la Compañía puede cobrar por la electricidad vendida por sus plantas de generación, así como la composición de sus tarifas de transmisión.

Precios de la Electricidad

Las actividades de generación de la Compañía derivan sus ingresos de la venta de electricidad en el mercado spot y bajo contratos a plazo, que incluyen contratos Energía Plus y Contratos de Abastecimiento.

La autoridad energética ha continuado la política iniciada en el año 2003, mediante la cual la sanción del precio spot del MEM se determina sobre la base del CVP con gas natural de las unidades generadoras disponibles, aunque las mismas no estén generando con dicho combustible (Res. SE N° 240/03). El costo adicional por el consumo de combustibles líquidos se traslada por fuera del precio de mercado sancionado, como sobre costo transitorio de despacho. Asimismo, el MEM asume los costos del gas natural y su transporte regulado, además de los costos asociados en caso de importación (Res. SGE N° 25/18 y SE N° 354/20).

En cuanto a la remuneración de la capacidad de generación vieja, hasta el 28 de febrero de 2019 rigió el régimen de remuneración de la Resolución (SEE) N° 19/17, entre el 1 de marzo de 2019 y 31 de enero de 2020 entró en vigencia el régimen remunerativo bajo la Resolución (SRRYME) N° 1/19 y desde el 1 de febrero de 2020, rige la Resolución (SE) N° 31/20.

Los principales cambios en la remuneración de la energía base durante el 2023 fueron los siguientes:

- En diciembre de 2022, se dispusieron ajustes del 25% en febrero y 28% en agosto de 2023 (Res. SE N° 826/22). En septiembre de 2023, se reglamentó un aumento del 23% (Res. SE N° 750/23). En octubre de 2023, se incrementó la remuneración en un 28% a partir de la transacción de noviembre (Res. SE N° 869/23). Finalmente, en febrero de 2024, se dispuso un ajuste del 74%, aplicable a partir de ese mismo mes (Res. SE N° 9/24).
- En marzo de 2023 se implementó la remuneración diferencial para CC bajo energía base (Res. SE N° 59/23).

Para mayor información véase, *“Información sobre la Emisora – Descripción del Sector en el que se Desarrolla su Actividad - El Sector Energético de Argentina – Marco Regulatorio de la Electricidad – Generación – Esquema Remunerativo para la Generación sin Contratos”*.

Tarifas

Transmisión. Véase: *“Información sobre la Emisora – Descripción del Sector en el que se Desarrolla su Actividad - El Sector Energético de Argentina – Marco Regulatorio de la Electricidad – Transmisión”*.

María Agustina Montes
Delegada

Oferta y demanda de electricidad

La demanda de electricidad depende en gran medida de las condiciones económicas y políticas imperantes en un momento dado en Argentina y de factores estacionales. En general, la demanda de electricidad varía dependiendo del rendimiento de la economía argentina, ya que las empresas y las personas generalmente consumen más energía y se encuentran en mejores condiciones de pagar sus gastos durante períodos de estabilidad o crecimiento económicos. En consecuencia, la demanda de energía resulta afectada por las acciones del Gobierno Argentino con respecto a la economía, incluyendo con respecto a la inflación, las tasas de interés, los controles de precio, los controles cambiarios, los impuestos y las tarifas por el suministro de energía.

Durante el año 2023, el consumo de energía eléctrica creció 1,5% respecto del año 2022, con un volumen de energía eléctrica demandada de 140.883 GWh y 138.755 GWh para los años 2023 y 2022, respectivamente, impulsado principalmente por el segmento residencial.

La generación de energía experimentó una recuperación del 2% en 2023, alcanzando volúmenes de 140.580 GWh, en comparación con los 137.932 GWh registrados en 2022. Este aumento se atribuye principalmente al mayor recurso hidráulico producto de mayores caudales de agua debido al fenómeno de El Niño, y mayor disponibilidad del parque nuclear. Por segundo año consecutivo, en 2023, el SADI fue importador neto de energía.

Los aumentos en generación hidroeléctrica neta de bombeo (+9.138 GWh vs. 2022), energía nuclear (+1.494 GWh) y energía renovable (+745 GWh) fueron parcialmente compensados por una disminución en la generación térmica (-8.728 GWh).

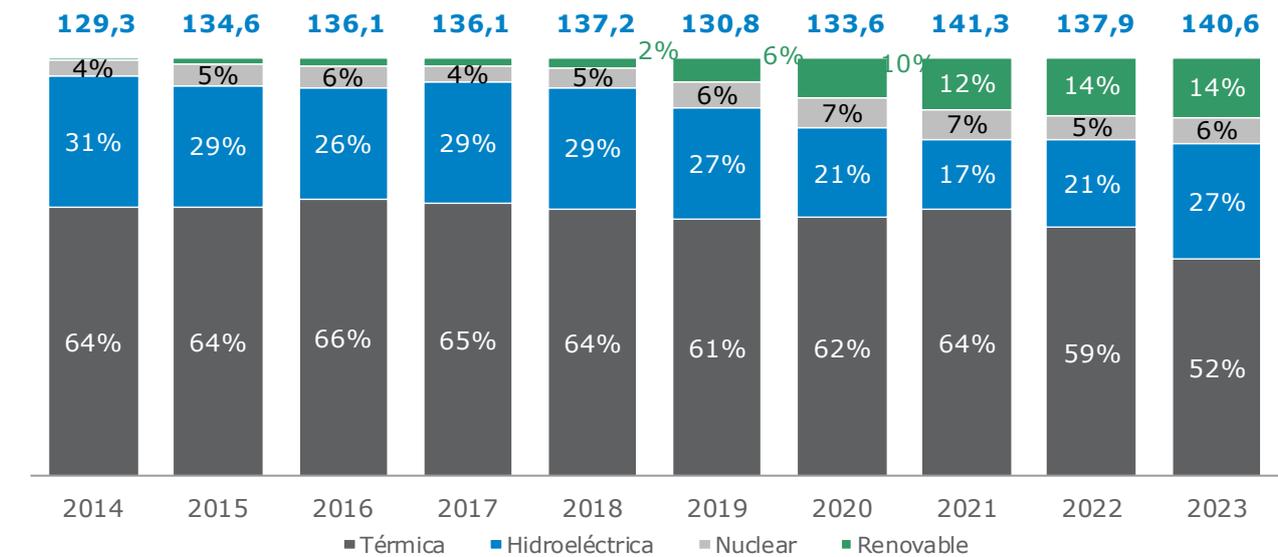
La generación térmica continuó siendo el recurso principal para abastecer la demanda, utilizando tanto gas natural como con combustibles líquidos (GO y FO) y carbón mineral, aportando un volumen de energía de 73.018 GWh. Le siguió el parque hidroeléctrico, que contribuyó 38.514 GWh netos de bombeo, la generación renovable con 20.085 GWh y nuclear con 8.963 GWh. Asimismo, se registraron importaciones por 6.214 GWh (vs. 6.310 GWh en 2022), exportaciones por 98 GWh (vs. 31 GWh en 2022) y pérdidas por 5.840 GWh (+7% vs. 2022).

El siguiente gráfico muestra la evolución de generación eléctrica por tipo de tecnología:

Generación eléctrica por tipo de central

En % y TWh, 2014 – 2023

María Agustina Montes
Delegada



La capacidad de generación de Argentina creció 846,9 MW en 2023, alcanzando un total de 43.774 MW a diciembre de 2023. Este incremento se atribuye principalmente a las habilitaciones comerciales de unidades renovables bajo los programas RenovAr y MAT ER (+657,4 MW), así como a las instalaciones térmicas, en su mayoría correspondientes a las Res. SEE N° 287/17 y SE N° 220/07 (+335,4 MW), que incluyen el cierre de ciclo de CTEB (+281 MW). Estos aumentos fueron parcialmente compensados por rectificaciones de potencias (-8,7 MW), recategorizaciones de unidades (-68,0 MW) y desvinculaciones (-69,2 MW).

El siguiente cuadro resume el ingreso de nuevas unidades durante el año 2023:

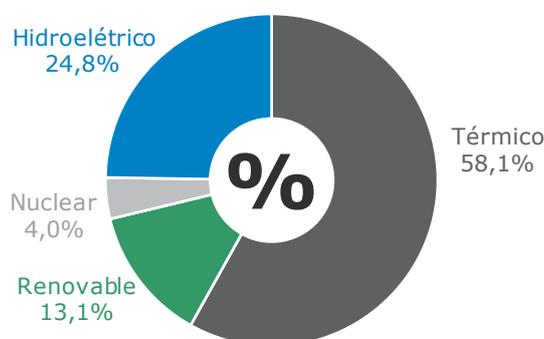
Región	Tecnología	Capacidad (MW)	
Buenos Aires	Biogás	11,6	
	Ciclos Combinados	281,2	
	Eólica	215,7	560,7
	TV	52,2	
Centro	Eólica	112,5	
	Motor diésel	2,0	161,5
	Solar	47,0	
Cuyo	Solar	200,7	200,7
Litoral	Biogás	2,0	2,0
Noroeste	Eólica	35,5	
	Solar	32,4	67,9
Total			992,8
	<i>Térmico</i>		33,8%
	<i>Renovable</i>		66,2%

Fuente: CAMMESA y análisis de Pampa Energía.

María Agustina Montes
Delegada

A continuación, la composición de la capacidad instalada argentina al 31 de diciembre de 2023:

Capacidad instalada argentina 2023
100% = 43,8 GW



Fuente: CAMMESA.

Estacionalidad

La estacionalidad también ejerce un impacto significativo sobre la demanda de electricidad y los picos de consumo de electricidad en verano e invierno. El impacto de los cambios estacionales de la demanda se registra principalmente entre los clientes residenciales y comerciales pequeños de Edenor. Los cambios estacionales de la demanda se atribuyen al impacto de diversos factores climatológicos, incluyendo la meteorología y la cantidad de horas de luz del día, sobre el uso de la iluminación, los sistemas de calefacción y los aires acondicionados.

El impacto de la estacionalidad sobre la demanda industrial de electricidad es menos pronunciado que en los sectores residenciales y comerciales por diversas razones. En primer lugar, los diferentes tipos de actividad industrial por su naturaleza tienen diferentes picos estacionales de manera tal que el efecto sobre ellos de los factores climáticos es más variado. En segundo lugar, los niveles de actividad industrial tienden a resultar más significativamente afectados por la economía y con diferentes niveles de intensidad dependiendo del sector industrial.

Costo de ventas

Los costos de ventas más significativos de la Compañía se componen principalmente de compras de inventarios, energía y gas, remuneraciones, cargas sociales y beneficios al personal, depreciación de propiedades y planta y equipo.

Gastos Operativos

Los gastos operativos más significativos de la Compañía son los gastos de administración y de comercialización que incluyen principalmente remuneraciones y cargas sociales, cargos por honorarios y retribuciones por servicios e impuestos.

Reservas y Producción de Petróleo y Gas

El gas natural y el petróleo constituyen las principales fuentes de energía en la combinación nacional de energía primaria.

Gas Natural

María Agustina Montes
Delegada

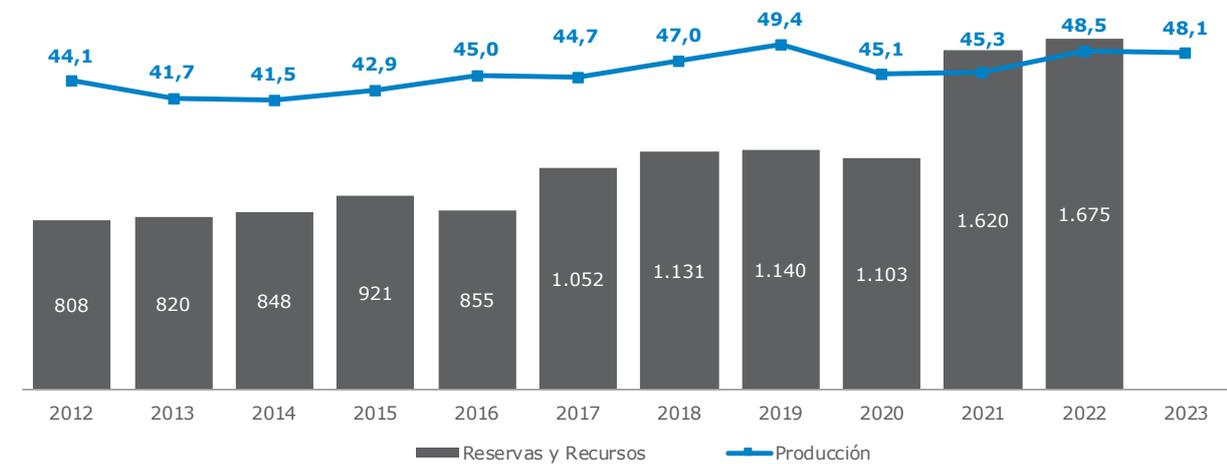
En 2023, la producción bruta total de gas natural alcanzó los 132 millones de m3 por día, una disminución del 0,8% vs. 2022, principalmente por el declive en las Cuencas Austral y Noroeste (-2,2 millones de m3 por día), parcialmente compensado por la habilitación del primer tramo del GPNK, inaugurado en agosto de 2023, el cual fue abastecido con Plan Gas.Ar adicional proveniente de la Cuenca Neuquina (+1,0 millones de m3 por día), y una ligera suba en la Cuenca Golfo San Jorge (+0,1 millones de m3 por día). En términos de producción neta, la disminución fue marginal (-0,2% a 121 millones de m3 por día).

La demanda total registró una caída del 3% interanual, principalmente debido a la mejora de factores climáticos durante el segundo trimestre y la reducción sustancial de la importación de gas natural desde Bolivia (-40% vs. 2022 a 6,2 millones de m3 por día), parcialmente compensado por mayores compras de GNL (+9% vs. 2022 a 6,8 millones de m3 por día). Por otro lado, la exportación de gas natural a Chile cayó 8% con respecto a 2022, totalizando 5,9 millones de m3 por día y representando el 5% del total de la producción local del 2023.

Según la información anual más reciente publicada por la SE, al 31 de diciembre de 2022 las reservas y recursos totales de gas natural en el país ascendían a 1.675 mil millones de m3, reflejando un incremento de 3% con respecto a 2021. Del total, el 27% correspondían a reservas comprobadas y el 74% era de formaciones no convencionales.

Evolución de reservas y recursos, y producción de gas natural

En miles de millones de m³, 2012-2023



Nota: No hay información disponible acerca de reservas y recursos para el año 2023. La producción es bruta. Fuente: SE.

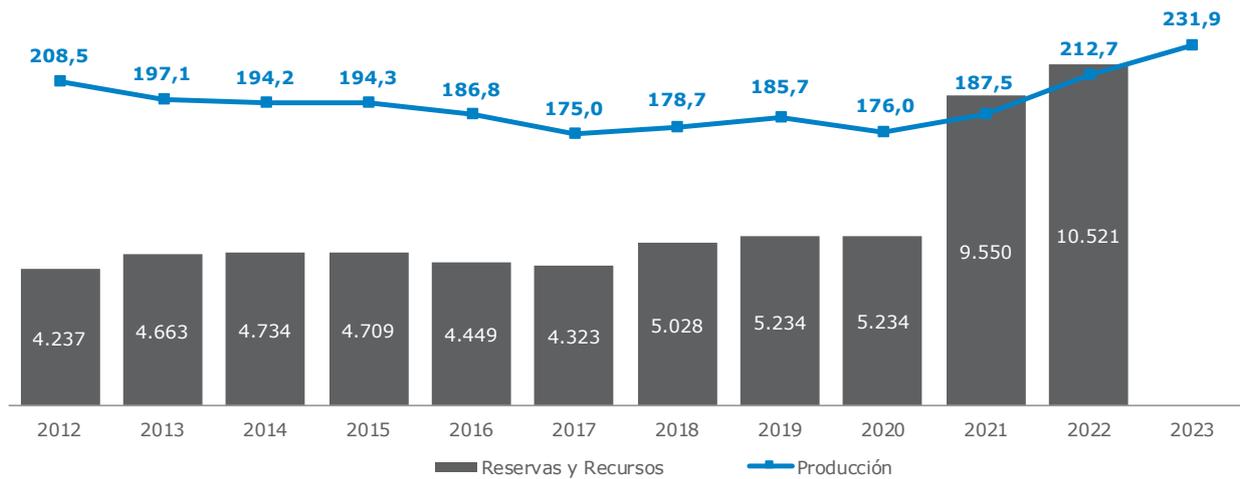
Petróleo Crudo

En 2023, la producción total de petróleo subió un 9% vs. 2022, alcanzando los 635,3 kbbl por día. Este incremento se atribuyó principalmente a los precios internacionales de referencia y a las mejoras en la capacidad de evacuación desde Vaca Muerta, en los sistemas de Oldelval y OTASA. De la producción total, 63% y 32% tuvieron origen en las Cuencas Neuquina y Golfo San Jorge, generando 402,1 y 200,6 kbbl por día, lo que representó un aumento del 17% y una reducción del 1% vs. 2022, respectivamente.

Evolución de reservas y recursos, y producción de petróleo

En millones de m³, 2012-2023

María Agustina Montes
Delegada



Nota: No hay información disponible acerca de reservas y recursos para el año 2022. Fuente: SE.

En cuanto a la demanda local de refinación, se registró un incremento del 6% interanual, alcanzando los 518,7 kbbl por día. Este volumen fue abastecido, principalmente, por las Cuencas Neuquina con 321,7 kbbl por día (+9% interanual) y Golfo San Jorge con 176,7 kbbl por día (+3% vs. 2022). El resto de las cuencas productivas aportaron 20,3 kbbl por día (-13,2% interanual). Asimismo, se destaca que en 2023 no se realizaron importaciones de petróleo, y la exportación fue un 5% superior al 2022, llegando a 120,9 kbbl por día y representando el 19% del total de la producción local, explicado por la mejora en la infraestructura de evacuación.

Al 31 de diciembre de 2023, las reservas y recursos totales de petróleo en el país totalizaron 10.521 millones de barriles, un 10% mayor con respecto a 2022. De este total, el 28% correspondía a reservas comprobadas, y el 67% se clasificaba como no convencional.

Estimaciones y juicios contables críticos

La preparación de los estados financieros requiere que la Gerencia de la Sociedad realice estimaciones y evaluaciones acerca del futuro, aplique juicios críticos y establezca premisas que afecten a la aplicación de las políticas contables y a los montos de activos y pasivos, e ingresos y egresos informados.

Dichas estimaciones y juicios son evaluados continuamente y están basados en experiencias pasadas y otros factores que son razonables bajo las circunstancias existentes. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los estados financieros consolidados. Las estimaciones que tienen un riesgo significativo de causar ajustes al importe de los activos y pasivos durante el siguiente ejercicio se detallan a continuación:

Deterioro del valor de los activos no financieros

Los activos no financieros, incluyendo los activos intangibles identificables y derechos de uso por arrendamientos, son revisados por deterioro al nivel más bajo para el que haya flujos de efectivo identificables por separado (“UGE”). Para dichos fines, cada grupo de activo con flujos de fondos independientes, cada sociedad subsidiaria, asociada y cada sociedad controlada en forma conjunta se ha considerado como una UGE, dado que todos sus activos contribuyen conjuntamente a la generación de una única entrada de efectivo identificable proveniente de un solo servicio o producto; por lo tanto, las entradas de efectivo no pueden separarse o asignarse a los activos individuales.

Al evaluar si existe algún indicio de un evento o circunstancia por el que una UGE podría verse afectada, se analizan fuentes externas e internas de información. Se consideran hechos y circunstancias tales como la tasa de descuento utilizada en las proyecciones de flujos de fondos de las UGE y la condición del negocio en términos de factores de mercado

María Agustina Montes
Delegada

y económicos, tales como el costo de los inventarios, el petróleo y el gas, el precio internacional de los productos petroquímicos, el marco regulatorio de la industria energética, las inversiones en capital proyectadas y la evolución de la demanda energética.

El valor en uso de cada UGE se determina sobre la base del valor presente de los flujos netos de efectivo futuros que se espera obtener de la UGE. La Gerencia utiliza presupuestos aprobados que cubren un período de 1 año, como base para las proyecciones de flujos de efectivo, que son luego extrapoladas a un plazo consistente con la vida útil residual de los activos, considerando las tasas de descuento apropiadas. En particular, la tasa usada para el descuento de los flujos de fondos es la que mide la WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), se determinó una WACC específica que considera el segmento de negocio y el país donde se desarrollan las operaciones para cada UGE. Para efectos del cálculo del valor razonable menos los costos de venta, la Gerencia utiliza el valor estimado de los flujos de efectivo futuros que un participante del mercado podría generar a partir de la UGE correspondiente, y le resta los costos necesarios para llevar a cabo la venta de la UGE respectiva.

Al momento de la estimación de los flujos de efectivo futuros, se requiere juicio crítico por parte de la Gerencia. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden variar significativamente de los flujos de efectivo futuros previstos y los valores relacionados obtenidos mediante técnicas de descuento.

Impuesto a las ganancias corriente y diferido

La Gerencia evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones impositivas respecto a situaciones en las que la regulación fiscal aplicable está sujeta a interpretación considerando la probabilidad de que la autoridad fiscal acepte cada tratamiento, y, en caso de corresponder, registra provisiones impositivas para reflejar el efecto de la incertidumbre para cada tratamiento en función del importe que estima se deberá pagar a las autoridades fiscales.

Si el resultado fiscal final con respecto a los tratamientos inciertos es diferente de los importes que se reconocieron, tales diferencias tendrán efecto sobre el impuesto a las ganancias y las provisiones por impuestos diferidos en el ejercicio en que se realice tal determinación.

El activo por impuesto diferido se revisa en cada fecha de reporte y se reduce en función de la probabilidad de que la base imponible suficiente esté disponible para permitir que estos activos sean recuperados total o parcialmente. Al evaluar la recuperabilidad de los activos por impuestos diferidos, la Gerencia considera si es probable que alguno o todos los activos por impuesto diferido no se realicen. La realización de activos por impuesto diferido depende de la generación de ganancias imponibles futuras en los ejercicios en los cuales estas diferencias temporarias sean deducibles. La Gerencia considera la reversión programada de los pasivos por impuesto diferido, las ganancias imponibles futuras proyectadas y las estrategias de planificación impositivas para realizar esta evaluación.

La generación de ganancias imponibles en el futuro podría diferir de las estimadas afectando la deducibilidad de los activos por impuesto diferido.

Provisiones para contingencias

La Sociedad está sujeta a diversas demandas, juicios y otros procedimientos legales que surgen en el curso habitual de sus negocios. Los pasivos con respecto a dichas demandas, juicios y otros procedimientos legales no pueden estimarse con certeza. La Sociedad analiza el estado de cada contingencia y evalúa la potencial exposición financiera, aplicando los criterios indicados en la Nota 4.21 a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023, para lo cual elabora las estimaciones principalmente con la asistencia de los asesores legales, basada en la información disponible para la Gerencia a la fecha de preparación de los estados financieros consolidados, y teniendo en cuenta nuestras estrategias de litigio y de resolución / liquidación.

María Agustina Montes
Delegada

Las provisiones para contingencias incluyen a los procesos judiciales pendientes o reclamos por eventuales perjuicios a terceros por daños originados en el desarrollo de las actividades, así como también reclamos de terceros originados en cuestiones de interpretación legislativa.

La Sociedad evalúa la existencia de gastos adicionales directamente asociados con la resolución definitiva de cada contingencia, los cuales se incluyen en su valuación en el caso de que su monto pueda ser razonablemente estimado.

Las resoluciones finales de los litigios podrían diferir de las estimaciones de la Gerencia generando que las provisiones actuales sean inadecuadas, lo cual podría tener un efecto material adverso en el estado de situación financiera, de resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo.

Provisión por abandono de pozos y desmantelamiento de aerogeneradores

Las obligaciones relacionadas con el abandono de pozos en las áreas de hidrocarburos una vez finalizadas las operaciones implican que la Gerencia realice estimaciones respecto de la cantidad de pozos, de los costos de abandono a largo plazo y del tiempo restante hasta el abandono.

En el mismo sentido las obligaciones relacionadas con el desmantelamiento de aerogeneradores en las áreas de generación implican que la Gerencia realice estimaciones respecto de los costos de desmantelamiento a largo plazo y del tiempo restante hasta el desmantelamiento.

La tecnología, los costos y las consideraciones de política, ambiente y seguridad cambian continuamente, lo que puede resultar en diferencias entre los costos futuros reales y las estimaciones.

Las estimaciones de las obligaciones relacionadas con el abandono de pozos y el desmantelamiento de aerogeneradores son ajustadas al menos una vez al año o en la medida que cambios en los aspectos considerados para la evaluación de las mismas así lo justifiquen.

Provisiones por deterioro de activos financieros y otros créditos

La Compañía se encuentra expuesta a pérdidas por incobrabilidad de créditos. La Gerencia estima la cobrabilidad final de las cuentas por cobrar.

La registración de pérdidas por deterioro de activos financieros y otros créditos con características de riesgo similar, se basa en la mejor estimación de la Compañía sobre el riesgo de incumplimiento y el cálculo de los coeficientes de pérdida crediticia esperada, en base a la información histórica del comportamiento de los clientes de la Compañía, las condiciones del mercado actual y las estimaciones prospectivas al final de cada período sobre el que se reporta.

Para la estimación de las cobranzas relacionadas con ventas de gas y de energía (en el mercado spot), la Sociedad considera la capacidad con la que cuenta CAMMESA para cumplir con sus obligaciones de pago a los generadores y las resoluciones emitidas por la SE, que permiten a la Sociedad cobrar sus créditos con CAMMESA a través de diferentes mecanismos.

Puede ser necesario realizar futuros ajustes a la provisión, si las condiciones económicas futuras difieren sustancialmente de los supuestos utilizados en la evaluación de cada ejercicio.

Supuestos actuariales en planes de beneficios definidos

Los compromisos por planes de beneficios definidos al personal son reconocidos como pasivos en el estado de situación financiera basada en cálculos actuariales que son realizados anualmente por un actuario independiente, utilizando el método de crédito unitario proyectado.

María Agustina Montes
Delegada

El valor presente de las obligaciones por planes de beneficios definidos depende de múltiples factores que son determinados de acuerdo a cálculos actuariales, neto del valor razonable de los activos del plan, cuando corresponda. Para ello, se utilizan ciertos supuestos dentro de los que se incluye la tasa de descuento y de incremento salarial. Puede ser necesario realizar ajustes en el futuro, si las condiciones económicas futuras difieren sustancialmente de los supuestos utilizados en la valuación de cada ejercicio.

Reservas de petróleo y gas

Las reservas comprenden los volúmenes de petróleo y gas (expresados en m³ equivalentes de petróleo) que originan o están asociados con algún ingreso económico, en las áreas donde la Sociedad opera o tiene participación (directa o indirecta) y sobre las cuales la Sociedad posee derechos para su exploración y explotación.

Existen numerosos factores que generan incertidumbre con respecto a la estimación de las reservas probadas y no probadas, a la estimación de perfiles de producción futura, costos de desarrollo y precios, incluyendo diversos factores que escapan al control del productor. El procedimiento de cálculo de las reservas es un proceso subjetivo de estimación de petróleo crudo y gas natural a ser recuperado del subsuelo, que involucra cierto grado de incertidumbre.

La estimación de reservas se realiza en función a la calidad de la información de geología e ingeniería disponible a la fecha de cálculo y de su interpretación.

Las estimaciones de reservas de petróleo y gas y los flujos futuros de efectivo netos relacionados pueden ser revisados y ajustados periódicamente como resultado de cambios en una serie de factores, entre los cuales se incluyen el rendimiento del área, nuevas perforaciones, precios del petróleo y el gas, costos, avances tecnológicos, nuevos datos geológicos o geofísicos y otros factores económicos o, al menos, una vez al año.

Las estimaciones de las reservas de petróleo y gas han sido desarrolladas por especialistas internos de la Sociedad, específicamente ingenieros de reservorio, y auditadas por especialistas independientes contratados por la Sociedad.

La Sociedad utiliza la información obtenida del cálculo de reservas en la determinación de las depreciaciones de propiedades, planta y equipo utilizados en las áreas de producción de petróleo y gas, así como también en la evaluación de la recuperabilidad de dichos activos considerando, de corresponder, la llave de negocios asignada al segmento de petróleo y gas (para mayor información, ver Notas 4.6 a 4.9 de los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023).

Remediación ambiental

Los costos incurridos para limitar, neutralizar o prevenir la contaminación ambiental se activan sólo si se cumple al menos una de las siguientes condiciones: (a) se trata de mejoras en la seguridad; (b) se previene o limita el riesgo de contaminación ambiental; o (c) los costos se incurren para preparar a los activos para su venta y no incrementan el valor registrado por encima de su valor recuperable.

Los pasivos relacionados con costos futuros de remediación son registrados cuando a partir de la evaluación ambiental es probable su materialización y los costos pueden ser estimados razonablemente. La oportunidad y la magnitud de dichas provisiones están generalmente enmarcadas en un plan de acción, sea éste un plan de remediación aprobado, o bien la venta o disposición de un activo. En general, la provisión se determina en función a la probabilidad de que un futuro compromiso de remediación pueda ser requerido.

La valuación de los pasivos está determinada en función a la mejor estimación de la Compañía del valor actual de los costos futuros, usando la tecnología disponible y aplicando las leyes y regulaciones relativas a la protección del medio ambiente actualmente vigentes, como así también las propias políticas de la Compañía en la materia.

Valor razonable de activos financieros que no se negocian en mercados activos

María Agustina Montes
Delegada

El valor razonable de instrumentos financieros que no se negocian en mercados activos se determina usando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación consideran estimaciones elaboradas por la Sociedad, basada en la información disponible para la Gerencia a la fecha de preparación de los estados financieros, para aquellas variables significativas no observables en el mercado, dentro de las que se incluye la tasa de descuento.

Puede ser necesario realizar ajustes en el futuro, si las condiciones económicas reales futuras difieren sustancialmente de las estimaciones utilizadas en la valuación de cada ejercicio.

Combinaciones de negocios

La aplicación del método de adquisición implica la medición a valor razonable de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos en la combinación de negocios a la fecha de adquisición.

Para la determinación del valor razonable de los activos identificables, la Sociedad utiliza el enfoque de valuación que considera más representativo para cada elemento. Entre ellos se destacan: i) el enfoque de ingresos, a través del Flujo de Fondos Indirecto (valor actual neto de los flujos de fondos futuros esperados) o mediante la metodología del exceso de rendimientos multiperíodo; ii) el enfoque de costos (valor de reemplazo a nuevo del bien ajustado por la pérdida de valor debido al deterioro físico, obsolescencia funcional y económica) y iii) el enfoque de mercado mediante la metodología de transacciones comparables.

Del mismo modo, a efectos de determinar el valor razonable de los pasivos asumidos, la Gerencia considera el porcentaje de probabilidad de salidas de fondos que se requerirán para cada contingencia, y elabora las estimaciones con la asistencia de los asesores legales, basada en la información disponible y teniendo en cuenta la estrategia de litigio y de resolución / liquidación.

En la selección del enfoque a utilizar y la estimación de los flujos de efectivo futuros, se requiere juicio crítico por parte de la Gerencia. Los flujos de efectivo reales y los valores pueden variar significativamente respecto de los flujos de efectivo futuros previstos y los valores obtenidos mediante las técnicas de valuación mencionadas.

ii. Liquidez y Recursos de Capital de la Compañía

Análisis de la condición financiera de la Compañía

Nuestra capacidad para ejecutar y llevar a cabo nuestro plan estratégico de negocios depende de nuestra capacidad para obtener financiamiento a un costo razonable y en términos razonables. En este sentido, y como principio rector, la solvencia financiera es la base sobre la que se construye el desarrollo sostenible de nuestros negocios. De acuerdo con estas directrices estratégicas, buscamos:

- Diseñar una estructura de capital consistente con las normas de la industria adaptable a los mercados financieros en los que operamos;
- Mantener un nivel de liquidez -invertido en activos financieros con alta calidad crediticia- que nos permita cumplir con nuestras obligaciones;
- Mantener un perfil de vencimientos de deuda compatible con la generación de efectivo proyectada y
- Gestionar eficientemente los costos de los préstamos.

La adhesión a estas directrices nos permite tratar la gestión financiera como un elemento clave en el proceso de creación de valor.

Las actividades de la Compañía actualmente se enfocan en el desarrollo de acciones orientadas a aumentar el valor de sus activos energéticos, continuando con la identificación, evaluación e inversión en otras oportunidades que pudieran

María Agustina Montes
Delegada

presentarse en el sector energético argentino, y que puedan ofrecer oportunidades significativas de crecimiento o sinergias.

El total de los préstamos al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 fue de \$1.170.539, \$285.766 millones y \$ 147.795 millones, respectivamente. Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, el 79%, 86% y 99% de nuestros préstamos estaban denominados en Dólares, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, el efectivo y equivalentes fue de \$137.973 millones, \$ 18.757 millones y \$ 11.283 millones, respectivamente. Mantenemos efectivo y equivalentes de efectivo en Pesos, y en Dólares dependiendo de los requerimientos a mediano plazo y la disponibilidad, en todos los niveles de operaciones. La Compañía y sus subsidiarias operan con financiamientos a tasas variables y fijas.

El siguiente cuadro refleja la posición de efectivo a las fechas indicadas y los fondos netos generados por (utilizados en) actividades operativas, de inversión y de financiación durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2023, 2022, y 2021:

Estado de Flujo de efectivo

	<u>31.12.2023</u>	<u>31.12.2022</u>	<u>31.12.2021</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	18.757	11.283	11.900
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio reclasificados a activos disponibles para la venta	-	-	4.362
Diferencia de conversión y de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo	70.564	6.396	589
Flujos netos de efectivo generados por las actividades operativas	177.099	81.197	72.029
Flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de inversión	(75.354)	(75.055)	(45.793)
Flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de financiación	(53.093)	(5.064)	(31.804)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	<u>137.973</u>	<u>18.757</u>	<u>11.283</u>

Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas

Los flujos netos de efectivo generados por las actividades operativas ascendieron a \$ 177.099 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, atribuible a, atribuible al flujo de efectivo generado por la utilidad neta sin considerar: i) pérdidas no monetarias (relacionadas principalmente con impuesto a las ganancias por \$ 132.557 millones, depreciación y amortización de activos por \$ 79.508 millones, intereses devengados por \$ 79.814 millones y deterioro de propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios por \$ 30.784 millones) y ganancias no monetaria (relacionadas principalmente con cambios en el valor razonable de instrumentos financieros por \$ 94.399 millones y diferencia de cambio, neta por \$ 48.173 millones); pero considerando: ii) cambios en activos y pasivos operativos (principalmente relacionados con un aumento de inventarios por \$ 28.926 millones y aumento de las deudas comerciales y otras deudas por \$ 39.842 millones); iii) \$ 30 millones de pagos de impuesto a las ganancias; y iv) \$ 1.585 millones por pagos de instrumentos financieros derivados, netos.

Los flujos netos de efectivo generados por las actividades operativas ascendieron a \$81.197 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, atribuible al flujo de efectivo generado por la utilidad neta sin considerar: i) pérdidas no monetarias (relacionadas principalmente con impuesto a las ganancias por \$ 19.389 millones, depreciación y amortización de activos por \$ 27.731 millones e intereses devengados por \$ 25.294 millones) y ganancias no monetaria (relacionadas principalmente con resultado por participaciones en negocios conjuntos y asociadas por \$ 16.089 millones, cambios en el valor razonable de instrumentos financieros por \$ 15.244 millones y diferencia de cambio, neta por \$ 12.173 millones); pero considerando: ii) cambios en activos y pasivos operativos por \$ 20.582 millones (principalmente



María Agustina Montes
Delegada

relacionados con un aumento de Créditos por ventas y otros créditos por \$ 21.997 millones y de inventarios por \$ 4.197 millones, parcialmente compensado por un aumento en las deudas fiscales por \$ 2.176 millones, de las deudas comerciales y otras deudas por \$ 1.482 millones, y el aumento de remuneraciones y cargas sociales por \$ 2.740 millones); iii) \$ 397 millones de pagos de impuesto a las ganancias; y iv) \$ 692 millones por pagos de instrumentos financieros derivados, netos.

Flujos netos de efectivo utilizados en las actividades de inversión

El efectivo neto utilizado en actividades de inversión ascendió a \$ 73.354 millones para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2023, principalmente por \$ 194.270 millones por adquisición de propiedades, planta y equipo, parcialmente compensado por \$ 91.936 millones de cobro por ventas de títulos de deuda y acciones y rescate de fondos comunes de inversión y \$ 26.704 millones de cobro por venta de participación en sociedades.

El efectivo neto utilizado en actividades de inversión ascendió a \$ 75.055 millones para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2022, principalmente por \$ 51.919 millones por adquisición de propiedades, planta y equipo, por \$ 19.238 millones por pago por adquisición de sociedades y por \$ 11.243 millones por pago por compras de títulos de deuda y acciones, netos, parcialmente compensado por el cobro por ventas de participaciones en sociedades por \$ 4.977 millones, por \$ 1.240 millones por cobro de dividendos y la generación de fondos por rescate de fondos comunes de inversión por \$ 1.120 millones.

Flujos netos de efectivo generados por las actividades de financiación

Los flujos netos de efectivo utilizados en las actividades de financiación ascendieron a \$ 53.093 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, principalmente pagos de \$ 156.324 millones en relación con préstamos bancarios y financieros (incluyendo capital, intereses y recompra de obligaciones negociables); parcialmente compensado por \$ 104.018 millones de ingresos de fondos por préstamos.

Los flujos netos de efectivo utilizados por las actividades de financiación ascendieron a \$ 5.064 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, principalmente para pagos de \$ 40.899 millones en relación con préstamos bancarios y financieros (incluyendo capital e intereses), \$ 2.251 millones para la adquisición de acciones propias y \$ 3.621 millones por pago por recompra y rescate de obligaciones negociables; parcialmente compensados por \$ 42.148 millones de ingresos de fondos por préstamos.

Inversiones de Capital

En 2023, las inversiones de capital en nuestro segmento de generación ascendieron a US\$ 259 millones principalmente relacionados la construcción del Parque Eólico Pampa Energía VI (PEPE VI) en 140MW, que se espera tener la habilitación completa durante el cuarto trimestre de 2024 y la finalización de la expansión del Parque Eólico Pampa Energía IV (PEPE IV) en 81 MW cuya habilitación comercial se completó en junio de 2023.

Las inversiones de capital en el segmento de petróleo y gas ascendieron a US\$ 556 millones en 2023, principalmente relacionado con obras para desarrollar las reservas de petróleo y gas no convencional en la formación Vaca Muerta, mayoritariamente a través de la perforación de pozos y la construcción de facilities.

En 2022, las inversiones de capital en nuestro segmento de generación ascendieron a US\$ 115 millones principalmente relacionados con la expansión del Parque Eólico Pampa Energía IV (PEPE IV) en 81 MW, del cual se espera tener la habilitación completa durante el segundo trimestre de 2023.

Las inversiones de capital en el segmento de petróleo y gas ascendieron a US\$ 324 millones en 2022, principalmente relacionado con obras en curso con el objetivo de desarrollar las reservas de gas, mayoritariamente a través de la perforación de pozos y la construcción de facilities, dentro de zonas comprometidas al Plan Gas Ar.

María Agustina Montes
Delegada

Requerimientos de Capital Futuro

Estimamos que nuestros requerimientos de inversión de capital, obligaciones de pago de deudas, pagos de dividendos y capital de trabajo serán financiados con efectivo de operaciones, nuevas financiaciones de deuda, aportes de capital y posibles desinversiones.

Nuestro nivel de inversiones dependerá de una variedad de factores, muchos de los cuales están fuera de nuestro control. Entre las cuales se incluyen: la futura evolución del precio de los productos que vende la Compañía, el comportamiento de la demanda de electricidad en Argentina, la existencia y el impacto competitivo de proyectos alternativos, la aplicación de regulaciones y cambios en las regulaciones, impuestos y regalías aplicables, así como la situación política, económica y social prevaleciente en Argentina.

En nuestro segmento de generación, las inversiones de capital futuras se concentrarán en la expansión de energías renovables. En 2024 se espera finalizar la primera etapa del Proyecto del Parque Eólico PEPE VI que sumará una potencia de 140 MW con una inversión estimada total de US\$ 270 millones, proyectando su habilitación comercial para el segundo semestre 2024. El proyecto total contempla la instalación de 300 MW en tres etapas y una inversión estimada de USD 500 millones. A su vez, se destinarán fondos al mantenimiento de las plantas de generación de energía actualmente en operación, que incluye la extensión de vida útil de dos de nuestros ciclos combinados.

Por último, en el segmento de petróleo y gas, el plan de inversión para 2024 tiene un fuerte enfoque en nuestros yacimientos no convencionales, con importantes inversiones en gas, en línea con los compromisos asumidos en nuestra participación en las licitaciones del Plan Gas.Ar y el inicio del plan piloto en el área Rincón de Aranda de petróleo no convencional. Particularmente, estaremos ejecutando un plan de inversiones para el año 2024 que rondará los US\$500 millones que se concentrarán principalmente en el desarrollo de reservas de gas y petróleo no convencional mediante la perforación de pozos con objetivo a la formación Vaca Muerta en nuestros yacimientos operados e instalaciones de superficie para la evacuación del producido.

Para conocer mayor información con respecto a nuestros compromisos de inversión en áreas de petróleo y gas y proyectos de generación, ver información en Nota 18 Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023.

Descripción de la Deuda

La deuda financiera consolidada total de la Compañía al 31 de diciembre de 2023 era de \$1.170.539 millones (89% correspondiente a deuda a largo plazo), el 79% de la cual estaba denominada en Dólares. A continuación, describimos las principales características de la deuda de nuestro grupo en Pesos:

	2023	2022	2021
	(en millones de Pesos)		
Deuda a Corto Plazo			
Adelantos en cuenta corriente	24.857	10.514	1.156
Obligaciones Negociables	102.124	28.845	3.976
De Entidades Financieras	54.376	8.970	3.033
Subtotal	181.357	48.329	8.165
Deuda a Largo Plazo			
Obligaciones Negociables (*)	989.182	218.349	133.662
De Entidades Financieras	-	19.088	5.968
Subtotal	989.182	237.437	139.630

María Agustina Montes
Delegada

Total Deuda Financiera	1.170.539	285.766	147.795
-------------------------------	------------------	----------------	----------------

(*)Netas de recompras por un valor nominal de US\$ 113,7 millones de ON 2026, US\$ 153 millones de ON 2027 y US\$ 7,5 millones de ON 2029.

Financiamientos

En 2023, Pampa logró una mejora significativa en su perfil de vencimientos, principalmente por el pago y rescate de deuda. Asimismo, durante el 2023 Pampa estuvo activa en los mercados de deuda, emitiendo los siguientes instrumentos:

ON	Moneda	VN en millones	Tasa pactada	Vencimiento
Clase 15 ¹	AR\$	18.263,7	Badlar Privada +2%	Jul-24
Clase 13 ²	US\$-link	48,2	0%	Dic-27
Clase 16	US\$ MEP	55,7	4,99%	Nov-25
Clase 17 (Bono Verde) ³	AR\$	5.980,3	Badlar Privada +2%	May-24
Clase 18	US\$ MEP	72,1	5%	Sep-25

Nota: 1 La Clase 15 fue emitida en dos instancias: AR\$10.379 millones (11 de enero) y AR\$7.885 (6 de marzo). 2 Se reabrió la Clase 13, originalmente emitida en diciembre de 2022. 3 Se integró parcialmente con AR\$852 millones del primer Bono Verde (ON Clase 8). El 5 de febrero de 2024 se rescató anticipadamente la totalidad de la ON Clase 17.

El 8 de junio de 2023 Pampa rescató el remanente en circulación de las ON con vencimiento en 2023, cuyo vencimiento original operaba el 21 de julio de 2023, y ascendía a US\$92,9 millones a tasa fija de 7,375%. También pagó al vencimiento el primer Bono Verde Clase 8 por AR\$2.282 millones y rescató anticipadamente la ON Clase 11 por AR\$21.654 millones, cuyo vencimiento original operaba el 15 de enero de 2024.

Además, durante 2023 se tomaron financiaciones a las importaciones netas por el equivalente a US\$11 millones y préstamos a corto plazo en el mercado local por AR\$16.535 millones. Asimismo, en agosto de 2023 se desconsolidó la deuda de Greenwind, producto del swap con Total Austral S.A. (Suc. Argentina).

Con respecto a afiliadas, durante el 2023 CTB emitió la ON Clase 9 en US\$-link por US\$50 millones a TNA 0%, con vencimiento en abril de 2026, rescató anticipadamente la ON Clase 1 por US\$32 millones y pagó al vencimiento la ON Clase 7 por AR\$1.753 millones. Transener pagó al vencimiento préstamos por AR\$333 millones, y TGS tomó financiamientos netos por el equivalente a US\$60 millones.

Luego del cierre del ejercicio 2023, se destaca el rescate anticipado de la ON Clase 17 (Bono Verde) emitido por Pampa, por AR\$5.980 millones, cuyo vencimiento original operaba el 4 de mayo de 2024 y la emisión de la ON Clase 19 por AR\$17.131 millones a tasa Badlar Privada menos 1%, con vencimiento el 28 de febrero de 2025. Además, Pampa tomó financiaciones de importaciones netas por US\$1 millón y pagó deuda bancaria a corto plazo neta por AR\$100 millones. CTB rescató anticipadamente la ON Clase 2 por AR\$31.760 millones, cuyo vencimiento original operaba el 4 de junio de 2024, y tomó deuda bancaria a corto plazo por AR\$31.786 millones.

La siguiente tabla describe nuestro perfil de vencimientos de deuda para los períodos indicados, incluyendo el monto del principal más los correspondientes intereses devengados al 31 de diciembre de 2023:

	< 1 año	1-5 años	>5 años	Total
(en millones de Pesos)				
Total Deuda Financiera	181.357	757.616	231.565	1.170.538



María Agustina Montes
Delegada

Rescate ON Serie T

El 5 de mayo de 2023, la Sociedad anunció el rescate de la totalidad de las ON Serie T con vencimiento el 21 de julio de 2023, cuyo monto remanente en circulación ascendía a US\$ 92,9 millones.

El rescate se llevó a cabo el 8 de junio de 2023 a un precio de rescate igual al 100% del monto de capital en circulación, con más los intereses devengados e impagos hasta la fecha de rescate, más los montos adicionales conforme los términos del contrato de fideicomiso de las ON Serie T.

Facilidad de Crédito FINNVERA

Debido a la discontinuidad de la tasa de interés de referencia LIBOR a partir de julio 2023, con fecha 5 de septiembre de 2023, Pampa junto con el banco CACIB (Credit Agricole Corporate & Investment Bank), suscribieron una enmienda a la facilidad de crédito reemplazando dicha tasa por la tasa Term SOFR, la cual será la nueva tasa variable para los servicios de deuda posteriores a noviembre de 2023. En la misma línea, también fue modificado el acuerdo de cobertura de tasa de interés relacionado a la facilidad de crédito.

Durante 2023, se abonaron préstamos por US\$8 millones del préstamo con FINNVERA.

Compromisos de Deuda

Conforme a los términos de la respectiva deuda pendiente, Pampa Energía y ciertas subsidiarias están sujetas a varios compromisos restrictivos, incluyendo limitaciones al incurrimento de nueva deuda, inversiones de capital y pagos de dividendos, entre otras. Al 31 de diciembre de 2023, todas estas compañías cumplían los compromisos bajo sus respectivas deudas pendientes.

Calificación de riesgo de la Emisora y de las Obligaciones Negociables

Con fecha 20 de abril de 2023, FIX subió la calificación de la Sociedad como "Emisor de Largo Plazo" y de sus obligaciones negociables vigentes a AA+(arg) desde AA (arg). La suba de calificación se fundamenta principalmente en la mayor previsibilidad en la generación de flujo operativo a partir de la extensión del Plan Gas.Ar que rige hasta 2028 y un incremental de producción esperado en el segmento de exploración y producción (E&P).

A continuación, se exponen las calificaciones de riesgo para el Grupo Pampa:

Empresa	Agencia	Calificación	
		Escala global	Escala nacional
Pampa	S&P	b-1	na
	Moody's	Caa3	na
	FitchRatings ²	B-	AA+ (largo plazo) A1+ (corto plazo)
TGS	S&P	CCC-	na
	Moody's	Caa3	na
Transener	FitchRatings ²	na	A+ (largo plazo)
CTEB	FitchRatings ²	na	A+

Nota: 1 Calificación individual. 2 Escala nacional expedida por FIX SCR.

María Agustina Montes
Delegada

Información sobre tendencias

Procedimientos Legales de la Compañía

En el giro habitual de los negocios, la Compañía (directa o indirectamente a través de subsidiarias) es parte en diversos procesos judiciales civiles, comerciales, contenciosos administrativos, tributarios, aduaneros y laborales originados en el curso normal de sus actividades. A efectos de determinar un adecuado nivel de provisión, la Sociedad ha considerado su mejor estimación principalmente con la asistencia de los asesores legales e impositivos. Sin perjuicio de ello, la determinación de las estimaciones está sujeta a cambios en el futuro, entre otras cuestiones, relacionadas con nuevos acontecimientos a medida que se desarrolla cada proceso y con hechos no conocidos al momento de la evaluación. Por ese motivo, la resolución adversa de los procesos podría exceder las provisiones establecidas.

1) Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía ha registrado provisiones contables por la suma total de \$ 81.171 millones (US\$ 100,4 millones) en relación con los siguientes procesos:

- Existe un importante número de expedientes en trámite ante el Tribunal Fiscal de la Nación por exportación de naftas, en los cuales el organismo fiscal cuestiona la clasificación arancelaria asignada por Petrobras durante los años 2008-2014. La posición del fisco implica una alícuota mayor de derechos de exportación.
- Petrobras Operaciones S.A. (“POSA”) inició un arbitraje internacional contra la Sociedad ante la Corte de la Cámara de Comercio Internacional (“CCI”), por supuestos incumplimientos en lo previsto en el Contrato de Cesión celebrado en 2016 entre Petrobras Argentina S.A. (hoy Pampa Energía) y POSA, a los efectos de transferir el 33,6% de la participación en la Concesión “Río Neuquén”. Los supuestos incumplimientos que POSA alega en su demanda arbitral se basan en la falta de transferencia de ciertos activos asociados a participación cedida y en diferencias en el cálculo del ajuste de precio de la cesión. Del 26 de junio de 2023 al 30 de junio de 2023 se celebró la audiencia de mérito y, al día de la fecha, las partes están a la espera del laudo final, cuyo plazo máximo para ser dictado es el 30 de abril de 2024. El arbitraje se realizó conforme al Reglamento de Arbitraje de la CCI, la ley aplicable fue la de la República Argentina y la sede la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina.
- La Compañía inició un arbitraje internacional contra Petrobras International Braspetro B.V. (“PIB BV”) por representaciones y omisiones fraudulentas vinculadas a ciertas operaciones de exportación, en el marco del contrato de compraventa de acciones firmado el 13 de mayo de 2016 (SPA), a través del cual la Compañía adquirió el 67,2% del paquete accionario de Petrobras. El arbitraje se realiza conforme al Reglamento de Arbitraje de la CCI. La ley aplicable es la del estado de Nueva York y la sede es Nueva York. Oportunamente, PIB BV contestó el requerimiento de arbitraje y, asimismo, presentó una demanda reconvenzional, en reclamo del pago de un porcentaje sobre la diferencia entre el monto estimado de ciertas contingencias detectadas en el proceso de compra y el monto efectivamente pagado por ellas. Con fecha 29 de abril de 2021, la Sociedad ha presentado su memorial de demanda y PIB BV presentó su memorial de reconvenición. Posteriormente, el 7 de julio de 2021, la Sociedad presentó su escrito de contestación sobre la demanda reconvenzional y PIB BV presentó su escrito de contestación. Con fecha 5 de noviembre de 2021, la Sociedad y PIB BV, presentaron sus escritos de réplica y con fecha 20 de diciembre de 2021, presentaron sus escritos de dúplica sobre las demandas. Con fecha 9 de noviembre de 2023, la CCI notificó a las partes el laudo final dictado por el Tribunal de fecha 2 de noviembre de 2023, en el cual resolvió (i) rechazar los reclamos de la Sociedad; (ii) rechazar la mayoría de las demandas reconvenzionales de PIB BV, ordenando a la Sociedad pagar la suma de US\$ 3,2 millones más intereses desde el 31 de marzo de 2021; y (iii) rechazar todos los demás reclamos de las partes. A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, la Sociedad, abonó a PIB BV los montos establecidos en el laudo final.

Al mismo tiempo, la Sociedad ha registrado provisiones por demandas civiles, comerciales, administrativas, laborales, tributarias y aduaneras interpuestas contra la Sociedad correspondientes a reclamaciones atomizadas con montos

María Agustina Montes
Delegada

individuales no sustanciales, así como cargos por costas y gastos judiciales que, al 31 de diciembre de 2023, ascienden a \$ 6.872 millones (US\$ 8,5 millones).

- 2) A continuación, detallamos la naturaleza de los procesos judiciales significativos en relación a los cuales, la Sociedad al 31 de diciembre de 2023, entiende que existen fundamentos para considerar que no son probables en base a la opinión de los asesores legales internos y externos de la Sociedad.**

Reclamo Laboral - Fondo Compensador

La Sociedad enfrenta diversos juicios relacionados con el Plan de Beneficios definidos "Fondo Compensador" (para mayor información, véase la Nota 14.1 de los estados financieros anuales consolidados). A continuación, describimos la naturaleza de los reclamos que se tramitan actualmente en el fuero del trabajo:

- Reclamos por considerar que el índice (IPC) con el que se actualizan las prestaciones del plan, no cumplen la función de mantener un "valor constante" de las mismas. Dos de las causas cuentan con sentencias favorables para la Sociedad y han sido apeladas por la parte actora. Por otro lado, otra de las causas cuenta con sentencia desfavorable para la Sociedad y, en consecuencia, se recurrió la decisión ante el tribunal correspondiente.
- Reclamos por una supuesta desfinanciación del plan al haberse eliminado las contribuciones de la Sociedad en función de sus utilidades. La Sociedad obtuvo sentencia favorable en primera instancia. La actora interpuso recurso de apelación, el cual fue admitido por la Cámara correspondiente, dejando sin efecto la sentencia de primera instancia. Contra dicho pronunciamiento, la Sociedad interpuso un recurso extraordinario federal ante la CSJN e interpuso recurso de inconstitucionalidad ante el Tribunal Superior de Justicia de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ante la orden de este último Tribunal de sustanciar el recurso de inconstitucionalidad, y la reticencia de la Cámara Nacional de hacerlo, el expediente fue remitido a la CSJN para que se dirima la contienda de competencia suscitada.

Reclamos tributarios

Impuesto sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural

La AFIP le reclama a la Sociedad \$ 54 millones por la supuesta omisión de Impuestos sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural por los períodos fiscales 01/2006 a 08/2011, más intereses resarcitorios y una multa de \$ 38 millones por la supuesta omisión de impuestos. El organismo fiscal sustenta su reclamo en base a considerar que existió una apropiación indebida del beneficio fiscal previsto para las ventas a zonas que la ley del tributo declara exentas. El expediente se encuentra en trámite ante el Tribunal Fiscal de la Nación, con el período probatorio clausurado.

Reclamos ambientales

- La Asociación de Superficiarios de la Patagonia (ASSUPA) dedujo una demanda de monto indeterminado contra la Sociedad y otras empresas, en la que reclama el restablecimiento del ambiente al estado anterior a las labores de exploración, explotación, producción, almacenamiento y transporte de hidrocarburos realizadas por las demandadas y la prevención de presuntas afectaciones ambientales futuras en ciertas zonas de la Cuenca Austral. Se encuentran citados como terceros el Estado Nacional y las Provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego. El expediente se encuentra en etapa de contestación de demanda.
- ASSUPA inició una demanda ante la CSJN contra 10 empresas, entre las cuales se encuentra la Sociedad. Como terceros se encuentran citados el Estado Nacional, y las Provincias de Buenos Aires, La Pampa, Mendoza, Neuquén y Río Negro. La pretensión principal es que se condene a las demandadas a recomponer la presunta afectación del ambiente, causada por la actividad hidrocarburífera que desarrollan en la Cuenca Neuquina y que se ordene a las demandadas a constituir el fondo de restauración ambiental del artículo 22 de la Ley General del Ambiente. Como pretensión subsidiaria, para el caso que no fuese posible la remediación, solicita la reparación

María Agustina Montes
Delegada

de los supuestos daños y perjuicios colectivos originados por un valor estimado de US\$ 547 millones. La causa se encuentra en etapa de contestación de demanda.

- Beatriz Mendoza, junto con otros 16 actores iniciaron una demanda ante la CSJN contra el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires, el Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y 44 empresas, entre las cuales se encuentra la Sociedad, que desarrollan su actividad industrial en las adyacencias de la Cuenca Hídrica Matanza-Riachuelo. Reclaman una indemnización por presuntos daños y perjuicios sufridos como consecuencia de la supuesta afectación del ambiente, el cese de la presunta afectación, la recomposición y el resarcimiento del ambiente, por un valor estimado de US\$ 500 millones en concepto de financiamiento del Plan de Gestión Ambiental y Manejo de la Cuenca Hídrica Matanza y Riachuelo tendiente a la recomposición de la cuenca. La responsabilidad patrimonial de la Sociedad se vincularía, simplemente, a dos de sus activos adyacentes a la Cuenca Hídrica Matanza-Riachuelo (uno de ellos ya no bajo su operación). Con respecto a los restantes activos adyacentes a la referida cuenca, que anteriormente fueran operados por la Sociedad, esta cuenta con indemnidad suficiente otorgada por la sociedad cesionaria de tales establecimientos.
- Inertis S.A. promovió una demanda contra la Sociedad por la presunta afectación del ambiente del predio de su propiedad por la actividad desarrollada por la planta Dock Sud. Reclama la reparación de los supuestos daños y perjuicios por un monto nominal estimado de \$ 1 millón y US\$ 1 millón o la diferencia entre el valor del inmueble supuestamente afectado y su valuación. El expediente se encuentra con la etapa de producción de prueba ya finalizada.
- La Fundación SurfRider Argentina solicitó la realización de diligencias preliminares por presuntos indicios de afectación del ambiente en la ciudad de Mar del Plata. La actora reclama la recomposición de la supuesta afectación del ambiente de incidencia colectiva o la indemnización de los presuntos daños y perjuicios provocados por todas las empresas propietarias de estaciones de servicio en la zona de la costa de la ciudad de Mar del Plata, por la presunta filtración de combustibles, desde los tanques subterráneos de las estaciones de servicio, al agua, el suelo y el sistema marino. Estima el monto de los supuestos daños y perjuicios en \$ 200 millones. Las partes convinieron la suspensión de los plazos procesales hasta mediados de agosto de 2022, para evaluar la posibilidad de llegar a un acuerdo con algunas codemandadas. Posteriormente, se homologó el acuerdo parcial celebrado entre la parte actora y algunas codemandadas. Por su parte, la Sociedad solicitó la desvinculación del proceso por no ser titular de ninguna estación de servicios en la actualidad. No obstante, debe señalarse que algunos titulares de estaciones de servicios (por las cuales la Sociedad fue demandada), presentaron en el expediente acuerdos celebrados con la parte actora para su homologación. Algunos ya fueron homologados —y se tuvo parcialmente por desistida a la parte actora de la acción y derecho contra los titulares de dichas estaciones de servicios y también contra la Sociedad respecto a las mismas— y otros se encuentran en etapa de homologación.
- Ciertos vecinos del barrio de Dock Sud iniciaron una demanda contra 14 empresas petroleras, entre ellas la Sociedad, petroquímicas y plantas incineradoras de residuos ubicadas en el Polo Petroquímico de Dock Sud, reclamando por la presunta afectación del medio ambiente y los supuestos daños individuales sufridos en sus bienes, salud y moral. La CSJN resolvió su competencia por el aspecto ambiental y mantener la competencia del fuero civil y comercial para seguir entendiendo en el resarcimiento de los supuestos daños y perjuicios. El Juzgado de Primera Instancia en lo Civil y Comercial ha abierto la instancia probatoria.
- Un vecino de la Provincia de Salta, propietario de un predio, en el que la UTE conformada por los demandados (la Sociedad y otras empresas) desarrolló actividad hidrocarburífera, reclama la protección y restauración del ambiente por la presunta afectación causada por las actividades de prospección exploración y/o explotación hidrocarburíferas o una indemnización sustitutiva para el caso que sea imposible restaurar el ambiente. Como tercero citado se encuentra la Provincia de Salta. La causa se encuentra en etapa de contestación de demanda y la Corte de Justicia de Salta declaró que el Juzgado de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo es el competente.

María Agustina Montes
Delegada

- Los propietarios de un predio en la localidad de Garín, Provincia de Buenos Aires, solicitan la realización de diligencias preliminares por presuntos indicios de afectación del ambiente existente en su residencia, que provendrían de una supuesta filtración en la estación de servicio adyacente, que había sido abanderada por la Sociedad. Si bien la Sociedad efectuó un planteo de caducidad de instancia, la parte actora desistió del proceso, por lo cual el juez a cargo lo declaró extinguido.
- Vecinos de la Provincia del Neuquén reclaman a la Sociedad, la reparación de una supuesta afectación del ambiente producida por las actividades de exploración, explotación, transporte y abandono de pozos petroleros en los que intervino e interviene la demandada. Si lo anterior no fuese posible, reclaman una indemnización por supuestos daños y perjuicios para integrar al Fondo de Restauración Ambiental. Adicionalmente, solicitan la reparación del presunto daño moral colectivo con destino al Fondo de Restauración Ambiental. La causa se encuentra con la litis integrada y con la competencia resuelta a favor del fuero contencioso administrativo.
- La actora Martínez Lidia reclama junto con otros tres actores la reparación económica de los supuestos daños y perjuicios causados a su salud y propiedades ocasionados por la presunta afectación del ambiente, producto de haber vivido al lado de la planta petroquímica de Puerto General San Martín (Rosario-Santa Fe). El Juzgado dictó una medida para mejor proveer y, en consecuencia, acumuló estas actuaciones con el juicio iniciado contra la Sociedad por otros vecinos de la Planta en Santa Fe. Esta última causa se encuentra abierta a prueba.
- Un vecino de la Provincia de Buenos Aires promovió una demanda contra la Sociedad a fin de que retire tres tanques de almacenamiento de combustibles y surtidores y la remediación y recomposición de suelos donde se encuentran dichos tanques ante una eventual afectación del ambiente. El expediente se encuentra con la etapa de producción de prueba ya finalizada.
- Vecinos de la Provincia de Santa Fe denuncian que la Compañía habría ocasionado una afectación del ambiente. La Compañía obtuvo una sentencia favorable que se encuentra apelada por la parte actora.

Reclamos civiles y comerciales

- La asociación “Consumidores Financieros Asociación Civil Para Su Defensa” reclama la suma nominal de US\$ 3.650 millones en concepto de resarcimiento, siendo Pampa, Petrolera Pampa S.A. y ciertos directores de Pampa en ejercicio durante el año 2016, co-demandados junto a Petróleo Brasileiro S.A. Se reclama a Petrobras Brasil por la pérdida del valor de cotización de la acción de la misma como consecuencia de la “operación lava jato” y del denominado “Petrolao” y, se intenta responsabilizar solidariamente a Pampa, a Petrolera Pampa S.A. (hoy Pampa Energía) y a los referidos directores invocándose que la adquisición del control indirecto de Petrobras Argentina S.A. podría haber frustrado la ejecución en Argentina de una sentencia eventualmente favorable a la actora (por hasta el importe del precio que Pampa abonó por la adquisición del control de Petrobras Argentina S.A. oportunamente). La parte actora recurrió la decisión del Tribunal Arbitral que la tuvo por desistida de la acción principal ante el incumplimiento del pago del arancel de arbitraje. La Cámara de Apelaciones en lo Comercial concedió el recurso extraordinario interpuesto. Por su parte, Petróleo Brasileiro S.A. se presentó, solicitó que se declare que carece de virtualidad un pronunciamiento sobre el recurso interpuesto y, en subsidio, contestó dicho recurso. La Sociedad fue notificada de la concesión del recurso efectuada por la Cámara de Apelaciones en lo Comercial y realizó una presentación al respecto. Posteriormente, la CSJN declaró la nulidad de la decisión de la Cámara de Apelaciones en lo Comercial que concedió el recurso extraordinario y reenvió las actuaciones para una nueva decisión. La Cámara de Apelaciones en lo Comercial dictó sentencia rechazando el recurso extraordinario federal deducido por la mencionada Asociación. Contra ese pronunciamiento, la Asociación interpuso un recurso de queja, el cual se encuentra a estudio de la CSJN.
- 3) A continuación, detallamos la naturaleza de los procesos judiciales significativos interpuestos por la Sociedad al 31 de diciembre de 2023, con relación a los cuales se considera que existen probabilidades de entrada de beneficios económicos a la Sociedad.**



María Agustina Montes
Delegada

Reclamos administrativos

- CTLL, actualmente se encuentra fusionada con la Compañía, promovió una demanda contenciosa administrativa contra el Estado Nacional por incumplimiento contractual durante el período enero a marzo 2016. Se reclama que se revierta la decisión de CAMMESA, en cuanto a la renovación y reconocimiento de costos asociados a los contratos de abastecimiento de gas natural, y, en subsidio, se reparen los daños producidos. Posteriormente, CTLL promovió una nueva demanda contenciosa administrativa contra el Estado Nacional por incumplimiento contractual durante el período abril 2016 hasta octubre 2018. En la demanda del período de enero a marzo 2016 se ha cerrado la etapa probatoria y en la denuncia del período abril 2016 a octubre 2018 se inició la etapa probatoria. En la demanda del período enero 2016 - marzo 2016, se suspendió el llamamiento de autos a sentencia en atención a la conexidad con la demanda promovida posteriormente por el período abril 2016 a octubre 2018, encontrándose esta última con los alegatos presentados.
- La Sociedad inició una acción declarativa de certeza con competencia originaria ante la CSJN, en los términos del artículo 322 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación consecuencia de que se decretara que había expirado la concesión de la Provincia del Neuquén para el área Veta Escondida, se solicitó el dictado de sentencia y la CSJN fijó una audiencia previa, la cual se llevó a cabo. Actualmente, luego del dictamen emitido por la Procuración General de la Nación, el expediente se encuentra a la espera de la sentencia de la CSJN.
- El 31 de marzo del 2021 la Sociedad interpuso un Reclamo Administrativo Previo (“RAP”) ante el Ministerio de Economía de la Nación, con el fin de reclamar el monto adeudado, más los intereses respectivos, que fuera asumido por el Estado Nacional durante la vigencia del Decreto PEN 1.053/18, por la diferencia de cambio entre el precio del gas comprado por las distribuidoras de gas y el precio del gas reconocido en las tarifas finales de las distribuidoras de gas, contemplando el período abril de 2018 – marzo de 2019. Con fecha 1 de septiembre de 2021 se presentó un pedido de pronto despacho. El 2 de diciembre de 2021, la Sociedad interpuso una acción de amparo por mora a fin de que la demandada se expida, que fue rechazada por el juzgado actuante. Contra esta decisión, la Sociedad interpuso un recurso de apelación, que fue rechazado por la Cámara interviniente. Al haber vencido el plazo para que el MECON se pronuncie con respecto al RAP, la Sociedad promovió una demanda contra el Estado Nacional.

Reclamos civiles y comerciales

- Pampa Bloque 18 S.A. (anteriormente denominada EcuadorTLC), en su carácter de cesionaria de la sociedad ecuatoriana Petromanabí S.A., ha iniciado un arbitraje internacional contra la República de Ecuador a fin de perseguir el pago equivalente al 12% del Valor de Liquidación, esto último de acuerdo con los términos del Contrato de Participación para la Exploración de Hidrocarburos y Explotación de Petróleo Crudo en el Bloque 18 de 19 de diciembre de 1995 y/o el Convenio Operacional de Explotación Unificada del Yacimiento Común Hollín en el Campo Palo Azul de 7 de agosto de 2002 -ambos con sus posteriores modificaciones-. El arbitraje se realizará conforme al Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional, la ley aplicable es la ecuatoriana y la sede es en la ciudad de Santiago de Chile. Durante el año 2021, se dio comienzo a las primeras instancias del proceso de arbitraje internacional. A la fecha de este Prospecto, el proceso de arbitraje aún está en curso.
- La Sociedad ha iniciado un arbitraje internacional contra High Luck Group Limited - Sucursal Argentina como consecuencia de ciertos incumplimientos del Contrato de Cesión de Participación y el Acuerdo de Operación Conjunta en el Bloque Chirete celebrado el 1 de abril de 2015. El 23 de agosto de 2023, el Tribunal Arbitral dictó un Laudo Parcial, con costas a cargo de la demandada, en el que dictaminó que High Luck incumplió el Contrato mencionado, pero que ese hecho no habilita a la Sociedad a ejercer la opción de retrocesión prevista en el mismo. Actualmente, se encuentra tramitando una nueva fase del arbitraje conforme el cronograma establecido por el Tribunal Arbitral.

María Agustina Montes
Delegada

Pasivo por Impuesto a las Ganancias

La Sociedad devengó el efecto del ajuste por inflación fiscal en el cálculo de la provisión de impuesto a las ganancias corriente y diferido para cada uno de los ejercicios fiscales en los que se superó la variación acumulada del IPC prevista por la Ley N° 27.430, excepto en aquellos casos que, por tratarse de ejercicios fiscales irregulares, no se haya superado el parámetro legal mencionado para cada uno de los períodos anuales.

La mecánica del ajuste por inflación fiscal, previsto en el Título VI y en diversos artículos complementarios de la Ley del Impuesto a las Ganancias, resulta incongruente en aquellos aspectos que generen un gravamen confiscatorio, como ser entre otros, la falta de actualización de los quebrantos y del costo de las adquisiciones o inversiones realizadas antes del 1 de enero de 2018 y que presenta similitudes con los parámetros de la causa “Candy S.A.” donde la CSJN ordenó la aplicación del mecanismo de ajuste por inflación.

Al 31 de diciembre de 2023, la Sociedad y sus subsidiarias, mantienen provisionado el pasivo por impuesto a las ganancias adicional que hubiese correspondido determinarse por los motivos previamente mencionados. El monto provisionado, para los períodos no prescriptos y/o aquellos sin sentencia firme favorable a la Sociedad, incluyendo intereses resarcitorios, asciende a \$ 40.472 millones.

Pasivo por Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta

La Sociedad y sus subsidiarias han interpuesto acción meramente declarativa en los términos del Art. 322 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación, a fin de obtener certeza respecto de la aplicación del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta correspondiente a los períodos fiscales 2011 a 2018, en relación con lo resuelto por la CSJN en autos “Hermitage”, de fecha 15 de junio de 2010. En dicho precedente, la CSJN declaró la inconstitucionalidad del impuesto en cuestión por resultar irrazonable y violar el principio de capacidad contributiva, cuando la ausencia de una ganancia fiscal en el período evidencia que no ha existido la renta presumida por el legislador.

Sin embargo, con fecha 26 de agosto de 2021, la CSJN ha rechazado una demanda de repetición interpuesta por la Sociedad correspondiente a los períodos 2008 y 2009, aduciendo que, sin perjuicio de observarse un quebranto fiscal en el período, la existencia de una ganancia contable es una manifestación de capacidad contributiva y por tal motivo no se reúnen los preceptos del antecedente Hermitage.

En consideración de la postura actual de la CSJN y los períodos prescriptos, la Sociedad y sus subsidiarias han registrado respecto de aquellos períodos que manifiesten un quebranto fiscal y una ganancia contable, un pasivo correspondiente a los intereses por el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta más el impuesto determinado para aquellos casos en los que no se estime que resulte computable como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias. Dicho pasivo asciende a \$ 4.142 millones.

Provisión para gastos de remediación ambiental

La provincia de La Pampa ha reclamado a la Sociedad el abandono de ciertos pozos y la ejecución de ciertas tareas relacionadas con la reversión de las áreas Jagüel de los Machos y Medanito, ocurridas en 2015 y 2016, respectivamente.

La Sociedad ha impugnado los diferentes actos administrativos dictados por las autoridades provinciales (incluyendo un decreto del gobernador) y se encuentra discutiendo en sede judicial, los reclamos correspondientes al área Jagüel de los Machos. Si bien en el mes de marzo la provincia contestó la demanda, la Sociedad ha iniciado negociaciones formales para resolver el diferendo acordando la suspensión de plazos procesales. Si bien en el mes de marzo de 2021, la provincia contestó la demanda, la Sociedad ha iniciado negociaciones formales para resolver el diferendo acordando la suspensión de plazos procesales. Durante 2021, en relación con los reclamos mencionados, y en virtud del avance de las negociaciones en curso, la Sociedad ha registrado provisiones correspondientes a la estimación del costo de los trabajos de remediación a incurrir en relación con estas áreas.

María Agustina Montes
Delegada

La Sociedad ha efectuado un análisis de sensibilidad respecto de variaciones del 1% en la tasa de descuento, sin tener dichos cambios un efecto significativo en los cargos a resultados del ejercicio.



María Agustina Montes
Delegada

DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

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 Sociedad en el marco del Programa. Dichos términos y condiciones generales serán aplicables a las Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa, sin perjuicio de lo cual 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 los presentes términos y condiciones generales con relación a las Obligaciones Negociables de dicha Clase y/o Serie. Los términos y condiciones de cada Clase o Serie deberán encuadrarse dentro de los términos y condiciones del Programa.

Descripción

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, y/o obligaciones negociables convertibles en acciones las que podrán estar representadas en ADS, con garantía común, especial y/o flotante, y/u otra garantía (incluyendo, sin limitación, garantía de terceros), subordinadas o no.

Monto Máximo

El monto máximo de las Obligaciones Negociables en circulación en cualquier momento bajo el Programa no podrá exceder de US\$ 1.400.000.000, o su equivalente en otras monedas o unidades de 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 Dólar, la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda o la unidad de valor utilizada en la emisión en cuestión y el Dólar.

Monedas o Unidades de Valor

Las Obligaciones Negociables podrán estar denominadas en i) Pesos, (ii) cualquier moneda extranjera; (iii) UVI, actualizable por el ICC; (iv) UVAs, actualizables por el CER; o (v), siempre que la normativa aplicable lo admita, otras unidades de valor reglamentadas, según especifique el respectivo Suplemento. Adicionalmente, podrán emitirse Obligaciones Negociables con su capital e intereses pagaderos en una o más monedas distintas de la moneda en que se denominan, con el alcance permitido por la ley aplicable.

Precio de Emisión

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas a la par, con descuento o con prima sobre el valor par, 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 las Obligaciones Negociables de las distintas Clases, pero las Obligaciones Negociables de una misma Clase siempre tendrán los mismos términos y condiciones específicos. Asimismo, las Obligaciones Negociables de una misma Clase podrán ser emitidas en distintas Series con los mismos términos y condiciones específicos que las demás Obligaciones Negociables de la misma Clase, y aunque podrán tener las Obligaciones Negociables de las distintas Series diferentes fechas de emisión y/o precios de emisión, las Obligaciones Negociables de una misma Serie siempre tendrán las mismas fechas de emisión y precios de emisión.

Las emisiones de clases y/o series de obligaciones negociables convertibles en acciones deberán ser previamente autorizadas por la CNV.

María Agustina Montes
Delegada

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. Los plazos siempre estarán dentro de los plazos mínimos y máximos que permitan las normas vigentes.

Intereses

Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses a tasa fija o flotante o de cualquier otra manera, o no devengar intereses, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables devengarán intereses desde (e incluyendo) su fecha de emisión y hasta (excluyendo) la fecha en que dicho capital sea amortizado. Los intereses serán pagados en las fechas y en las formas que se especifique en los Suplementos correspondientes y, a menos que en dichos documentos se especifique lo contrario, para el cálculo de los mismos se considerará un año de 365 días (cantidad de días transcurridos/365).

En los Suplementos se puede prever que todo importe adeudado bajo las Obligaciones Negociables que no sea abonado puntualmente y en la forma estipulada, cualquiera fuera la causa o motivo de ello, devengará intereses punitivos.

Montos Adicionales

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, todos los pagos que efectúe la Emisora bajo las Obligaciones Negociables serán realizados sin deducciones y/o retenciones por, o a cuenta de, cualquier impuesto, tasa, contribución, retención, y/u otra carga gubernamental argentina presente o futura de cualquier naturaleza (incluyendo, sin limitación, intereses, multas y/o cualquier otro cargo), salvo en los casos en que la Emisora estuviera obligada por las normas vigentes a efectuar deducciones y/o retenciones por, o a cuenta de, cualquier impuesto, tasa, contribución y/u otra carga gubernamental argentina presente o futura de cualquier naturaleza (incluyendo, sin limitación, intereses, multas y/o cualquier otro cargo). En tales casos, la Emisora efectuará las deducciones y/o retenciones en cuestión y pagará a los tenedores de dichas Obligaciones Negociables, en el mismo momento en el cual efectúe los pagos respecto de los cuales se efectuó dicha deducción y/o retención, los montos adicionales que sean necesarios para permitir que los montos recibidos por tales tenedores, luego de efectuadas las deducciones y/o retenciones en cuestión, sean iguales a los montos que los mismos hubieran recibido bajo tales Obligaciones Negociables en ausencia de las deducciones y/o retenciones en cuestión.

Sin embargo, la Emisora no abonará tales montos adicionales al tenedor de las Obligaciones Negociables en cuestión cuando (i) en el caso de pagos para los cuales se requiere la presentación de las Obligaciones Negociables para su cancelación, cualquiera de dichas Obligaciones Negociables no fuera presentada por dicho tenedor dentro de los 30 días posteriores a la fecha en que dicho pago se tornó pagadero; (ii) tales deducciones y/o retenciones resulten aplicables en virtud de una conexión entre dicho tenedor y la Argentina, cualquier subdivisión política de la misma, y/o cualquier autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales, que no sea la mera tenencia de las Obligaciones Negociables y la percepción de pagos de capital, intereses y/u otros montos adeudados bajo las mismas; (iii) tales deducciones y/o retenciones fueran impuestas como resultado de la falta de cumplimiento por parte de dicho tenedor (dentro de los 30 días de así serle requerido por escrito por la Emisora) de cualquier requisito de información (incluyendo, sin limitación, la entrega de cualquier documento y/u otra prueba relativa a la nacionalidad, residencia, identidad, conexión con Argentina, etc.) requerido por las normas vigentes (incluyendo, sin limitación, leyes, decretos, resoluciones, instrucciones escritas de la AFIP y/o tratados internacionales de los cuales la Argentina sea parte), y en la forma prevista en las mismas, como condición previa para eliminar y/o reducir tales deducciones y/o retenciones (estableciéndose que en caso que el tenedor en cuestión no cumpla con dichos requisitos de información, la Emisora actuará según su razonable criterio); (iv) tales deducciones y/o retenciones sean aplicables en la medida en que la Emisora haya determinado, basándose en información obtenida directamente del receptor o de terceros, que dicho Impuesto se impone debido a que (a) el receptor no residente del pago es residente de una jurisdicción no cooperante o designada

María Agustina Montes
Delegada

de cualquier otra manera como una jurisdicción no cooperante o (b) los fondos invertidos provengan de o estén conectados con una jurisdicción no cooperante o designada de cualquier otra manera como una jurisdicción no cooperante, en cada caso, según lo determine la ley o regulación argentina aplicable; (v) tales deducciones y/o retenciones sean, en su caso, efectuadas por la Emisora por haber actuado la misma como agente de retención o como “obligado sustituto” de cualquier impuesto sucesorio, a la herencia, donación, valor agregado, venta, uso, ejercicio, transferencia, a los bienes personales, a las grandes fortunas, a la riqueza y/o cualquier impuesto que pretenda gravar la acumulación patrimonial del tenedor o beneficiario de Obligaciones Negociables o impuestos similares con respecto a las Obligaciones Negociables en cuestión cualquier fuera su denominación, o a cuenta de cualquier obligado sustituto de dicho impuesto; y/o (vi) cualquier combinación de (i) a (v) anteriores.

Asimismo, no se pagarán Montos Adicionales respecto de ningún pago sobre una obligación negociable a un tenedor que sea un fiduciario o sociedad o una persona distinta del único titular beneficiario de dicho pago, en la medida en que un beneficiario o fiduciante respecto de dicho fiduciario o un miembro de esa sociedad o titular beneficiario no hubiera tenido derecho a recibir los Montos Adicionales si el beneficiario, fiduciante, miembro de la sociedad o titular beneficiario hubieran sido el tenedor. Cualquier referencia en el presente o en las Obligaciones Negociables al capital, prima y/o intereses se considerará que incluye los Montos Adicionales pagaderos conforme a los compromisos establecidos en este párrafo.

Forma

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma escritural o en forma de títulos nominativos no endosables (con o sin cupones de interés), representados por títulos globales o definitivos, según se determine en cada emisión en particular. En caso que así lo permitieran las normas vigentes (lo cual no ocurre actualmente por encontrarse vigente la Ley Nº 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados), también podrán ser al portador si así se especifica en los Suplementos correspondientes. Las Obligaciones Negociables representadas por títulos globales o emitidas en forma escritural serán depositadas y/o registradas en sistemas autorizados por las normas vigentes.

Destino de los fondos

Los fondos provenientes de la colocación de las Obligaciones Negociables a ser emitidas en el marco del Programa serán destinados a cualquiera de los destinos contemplados en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y/o aquellos otros que sean permitidos por la normativa aplicable, incluyendo uno o más de los siguientes propósitos: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (ii) adquisición de fondos de comercio situados en Argentina, (iii) integración de capital de trabajo en Argentina, (iv) refinanciación de pasivos, y/o (v) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Sociedad, y/o a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados o bien otro destino que cumpla con el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables conforme eventualmente determine el Directorio, delegándose en el Directorio de la Emisora la facultad de decidir específicamente el destino que se dará al producido neto de la colocación de cada Clase y/o Serie en particular emitida bajo el Programa. El destino específico de los fondos obtenidos de la oferta y venta de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables se indicará en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

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, al financiamiento o refinanciamiento de proyectos o actividades con fines verdes y/o sociales (y sus gastos relacionados, tales como investigación y desarrollo), según se detalle en el Suplemento correspondiente, en virtud de 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 y/o de cualquier otro principio y/o lineamiento que sea permitido por la normativa y/o que resulte aplicable.

María Agustina Montes
Delegada

En el correspondiente Suplemento se incluirá aquella información requerida en los Lineamientos, tal como los cuatro principios o componentes principales en los que se basan estos tipos de bonos, a saber: uso de fondos; el proceso de selección de proyectos, la gestión de los fondos obtenidos y la presentación de informes.

Denominaciones

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

Registro, Transferencias, Gravámenes y Medidas Precautorias

El agente de registro de las Obligaciones Negociables escriturales será aquel que se especifique en los Suplementos correspondientes. El agente de registro de las Obligaciones Negociables nominativas no endosables representadas por títulos globales y/o por títulos definitivos será aquel que se especifique en los Suplementos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las transferencias de Obligaciones Negociables escriturales y de Obligaciones Negociables representadas por títulos globales serán efectuadas de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de registro en cuestión. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las transferencias de Obligaciones Negociables representadas por títulos definitivos serán efectuadas por los titulares registrales mediante la entrega de los títulos definitivos en cuestión al correspondiente agente de registro conjuntamente con una solicitud escrita aceptable para dicho agente de registro en la cual solicite la transferencia de las mismas, en cuyo caso el agente de registro registrará la transferencia y entregará al nuevo titular registral uno o más nuevos títulos definitivos debidamente firmados por la Emisora, en canje de los anteriores.

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

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

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 deterioro, extravío y/o sustracción de cualquier título global o título definitivo el procedimiento se ajustará a lo establecido en la Sección 4°, artículos 1852 y concordantes del Código Civil y Comercial.

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. A menos que se especifique lo contrario en los documentos correspondientes, los nuevos títulos serán entregados en las oficinas de la Emisora que se detallan en el presente Prospecto. 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.

María Agustina Montes
Delegada

Pagos

El agente de pago de las Obligaciones Negociables será 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 escriturales serán efectuados por la Emisora a través del correspondiente agente de pago de acuerdo con los procedimientos aplicables del agente de pago en cuestión.

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 nominativas no endosables, representadas por títulos globales y/o títulos definitivos y denominadas en Pesos, serán efectuados por la Emisora a través del correspondiente agente de pago con fondos de disponibilidad inmediata y mediante cheque o transferencia electrónica a cuentas mantenidas en la Argentina por los titulares registrales de las correspondientes Obligaciones Negociables. Todos los pagos de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado por la Emisora bajo las Obligaciones Negociables nominativas no endosables, representadas por títulos globales y/o títulos definitivos y denominados en monedas distintas de Pesos, serán efectuados por la Emisora a través del correspondiente agente de pago según se especifique en los Suplementos correspondientes. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los pagos de capital adeudado bajo las Obligaciones Negociables nominativas no endosables, representadas por títulos globales y/o títulos definitivos, serán efectuados contra la entrega de las Obligaciones Negociables en cuestión al agente de pago para su cancelación (estableciéndose que en caso de amortizaciones parciales dicha entrega solo será necesaria contra la entrega de nuevas Obligaciones Negociables representativas del saldo de capital no amortizado). A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, los pagos de intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables nominativas no endosables, representadas por títulos globales y/o títulos definitivos, serán efectuados a las personas a cuyo nombre estén registradas las Obligaciones Negociables al final del quinto Día Hábil (según se define más adelante) anterior a la fecha en la cual se deban pagar los intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto en cuestión.

Todos los pagos que la Emisora deba realizar en virtud de las Obligaciones Negociables se efectuarán en la moneda prevista en los Suplementos correspondientes. En el supuesto de Obligaciones Negociables pagaderas en una moneda que no sea Pesos, los pagos serán efectuados en la moneda determinada en cumplimiento de las normas que pudieran resultar aplicables al respecto.

Los pagos a realizarse en relación con las Obligaciones Negociables en concepto de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto deberán ser realizados en las fechas que se establezcan en los Suplementos correspondientes. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, si el correspondiente día de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables no fuera un Día Hábil, dicho pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto no será efectuado en dicha fecha sino en el Día Hábil inmediatamente posterior. Cualquier pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables efectuado en dicho Día Hábil inmediatamente posterior tendrá la misma validez que si hubiera sido efectuado en la fecha en la cual vencía el pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado en cuestión, sin perjuicio de que se devengarán los correspondientes intereses hasta dicho Día Hábil inmediatamente posterior, salvo que se determine de un modo diferente en los correspondientes Suplementos de emisión. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, se considerará "Día Hábil" cualquier día que no sea sábado, domingo o cualquier otro día en el cual los bancos comerciales en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires estuvieran autorizados o requeridos por las normas vigentes a cerrar o que, de otra forma, no estuvieran abiertos para operar.

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



María Agustina Montes
Delegada

Compromisos

La Sociedad podrá asumir compromisos en relación a cada clase de Obligaciones Negociables, los cuales se especificarán en el Suplemento aplicable a dicha clase.

Compra o Adquisición de Obligaciones Negociables por parte de la Emisora

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora y/o cualquier afiliada podrá, de acuerdo con las normas vigentes, en cualquier momento y, de cualquier forma, comprar o de cualquier otra forma adquirir Obligaciones Negociables en circulación y realizar con ellas cualquier acto jurídico, pudiendo en tal caso la Emisora y/o cualquier afiliada, sin carácter limitativo, mantener en cartera, transferir a terceros y/o cancelar tales Obligaciones Negociables. Las compras y/o adquisiciones que realice la Emisora y/o cualquier parte relacionada a ella en el mercado secundario serán realizadas al precio de mercado vigente al momento de tales operaciones, y respetando el principio de transparencia.

La Emisora también podrá realizar cualquier tipo de oferta, ya sea pública o privada para la adquisición de Obligaciones Negociables, en la medida y de conformidad con la normativa vigente y en la medida permitida por dichas normas, utilizando aquellos procedimientos habituales para este tipo de transacciones. La Emisora respetará el principio de transparencia y trato igualitario entre inversores y, de ser requerido por la normativa aplicable, la oferta será informada en los sistemas de información dispuestos por los mercados en donde se listen y/o se negocien las Obligaciones Negociables.

Las Obligaciones Negociables así adquiridas por la Emisora, mientras no sean transferidas a un tercero, no serán consideradas en circulación a los efectos de calcular el quórum y/o las mayorías en las asambleas de tenedores de las Obligaciones Negociables en cuestión y no darán a la Emisora, derecho a voto en tales asambleas, ni tampoco serán consideradas a los fines de computar cualquier porcentaje de tenedores referido en el presente y/o en los Suplementos correspondientes.

Rescate a Opción de la Emisora

En caso que así se especifique en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas total o parcialmente a opción de la Emisora con anterioridad al vencimiento de las mismas, de conformidad con los términos y condiciones que se especifiquen en tales Suplementos. El procedimiento para el rescate anticipado parcial, el cual se especificará en los Suplementos correspondientes, se realizará respetando el principio de trato igualitario entre inversores.

Rescate a opción de los tenedores

Las Obligaciones Negociables no serán rescatables total o parcialmente a opción de los tenedores de las mismas con anterioridad a su fecha de vencimiento, ni los tenedores tendrán derecho a solicitar a la Emisora la adquisición de las mismas de otra manera con anterioridad a dicha fecha, excepto en caso que así se especifique en el Suplemento correspondiente y de conformidad con los términos y condiciones especificados en el mismo.

Rescate por Razones Impositivas

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las Obligaciones Negociables de cualquier Clase o Serie podrán ser rescatadas a opción de la Sociedad en su totalidad, pero no parcialmente, en cualquier momento con la condición que:

(i) en ocasión del próximo pago exigible (i) en virtud de las Obligaciones Negociables de la Clase o Serie en cuestión, la Sociedad haya sido obligada o estuviera obligada a pagar montos adicionales según lo previsto en "De la

María Agustina Montes
Delegada

Oferta y la Negociación – Términos y Condiciones de las Obligaciones Negociables - Montos Adicionales” del presente como resultado de cualquier modificación o reforma de las normas vigentes de la Argentina en materia tributaria (y/o de cualquier subdivisión política de la misma y/o cualquier autoridad gubernamental de la misma con facultades fiscales), y/o cualquier cambio en la aplicación y/o interpretación oficial de dichas normas vigentes, cuya modificación o reforma sea efectiva en la fecha de emisión de las Obligaciones Negociables de la Clase o Serie en cuestión y/o con posterioridad a dicha fecha de emisión; y

- (ii) la Sociedad no pueda evitar dichas obligaciones tomando medidas razonables disponibles para hacerlo.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, el rescate por razones impositivas se efectuará mediante el pago del monto de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase o Serie en cuestión no amortizado, los intereses devengados sobre el mismo y cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la Clase o Serie en cuestión. El rescate por razones impositivas sólo podrá tener lugar en una fecha de pago de intereses y deberá contar con un aviso por parte de la Sociedad publicado en el Boletín Diario de la BCBA con no menos de 15 días de anticipación a dicha fecha de pago de intereses. Dicho aviso será irrevocable.

Eventos de Incumplimiento

Los supuestos de incumplimiento relativos a las Obligaciones Negociables que se emitan en el marco del Programa, en caso de existir, se especificarán en los Suplementos aplicables.

Rango

Las Obligaciones Negociables constituirán (salvo que se disponga lo contrario en el Suplemento aplicable) obligaciones directas e incondicionales de la Emisora, con garantía común sobre su patrimonio y gozarán como mínimo del mismo grado de privilegio entre sí y respecto de las demás deudas no subordinadas de la Emisora. 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 de tenedores

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier Clase serán convocadas por el Directorio o en su defecto la Comisión Fiscalizadora de la Sociedad cuando lo juzgue necesario y/o le fuera solicitado por tenedores que representen, por lo menos, el 5% del monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación. En este último supuesto, la solicitud indicará los temas a tratar y la asamblea deberá ser convocada para que se celebre dentro de los 40 días de recibida la solicitud de los tenedores en cuestión.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las asambleas serán convocadas por publicaciones durante cinco días, con diez días de anticipación por lo menos y no más de 30, en el BO y en uno de los diarios de mayor circulación general en la Argentina. En las publicaciones deberá mencionarse fecha, hora, lugar de reunión, orden del día y requisitos de asistencia. Las asambleas en segunda convocatoria por haber fracasado la primera deberán celebrarse dentro de los treinta días siguientes, y las publicaciones se harán por tres días con ocho de anticipación como mínimo. Ambas convocatorias podrán realizarse simultáneamente, estableciéndose que si la asamblea en segunda convocatoria fuera citada para celebrarse el mismo día que la asamblea en primera convocatoria, la segunda deberá serlo con un intervalo no inferior a una hora de la fijada para la primera. Las asambleas podrán celebrarse sin publicación de la convocatoria cuando se reúnan tenedores que representen el monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación y las decisiones se adopten por unanimidad de dichos tenedores.

María Agustina Montes
Delegada

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las asambleas deberán reunirse en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Para asistir a las asambleas los tenedores deberán, con no menos de tres días hábiles de anticipación al de la fecha fijada para la asamblea en cuestión, comunicar por escrito a la Sociedad que asistirán a tal asamblea adjuntando a dicha comunicación un certificado emitido por el agente de registro a tal fin (estableciéndose, sin embargo, que en el caso de Obligaciones Negociables al portador los tenedores deberán, en vez de adjuntar dicho certificado, depositar con la Sociedad las correspondientes Obligaciones Negociables al portador). Los tenedores no podrán disponer las Obligaciones Negociables a las cuales correspondan dichas comunicaciones hasta después de realizada la asamblea, a menos que sea cancelada la comunicación relativa a tales Obligaciones Negociables.

En caso que así lo permitieran las normas vigentes (lo cual no ocurre actualmente por encontrarse vigente la Ley Nº 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados), también podrán ser al portador si así se especifica en los Suplementos correspondientes.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las asambleas serán presididas por quien la mayoría de los tenedores presentes en la asamblea en cuestión elija entre los presentes en la misma.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la constitución de las asambleas en primera convocatoria requiere la presencia de tenedores, por sí o por representación, que representen por lo menos el 60% del monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación (en el caso de que sea una asamblea extraordinaria) o la mayoría (en el caso de una asamblea ordinaria), y la constitución de las asambleas en segunda convocatoria requiere la presencia de tenedores que representen, por sí o por representación, por lo menos el 30% del monto total de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación en el caso de que sea una asamblea extraordinaria o las personas presentes en tal asamblea, en el caso de asamblea ordinaria.

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, las resoluciones en ambos casos serán tomadas por mayoría absoluta de los votos presentes; estableciéndose, sin embargo, que se requerirá el voto afirmativo de tenedores que representen la totalidad del monto de capital de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión en circulación para modificar las condiciones fundamentales de las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión, incluyendo, sin limitación, las siguientes: (1) cambio de las fechas de pago de capital, intereses, montos adicionales y/o cualquier otro monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión; (2) reducción del monto de capital, de la tasa de interés y/o de cualquier otro monto pagadero bajo las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión; (3) cambio del lugar y/o de la moneda de los pagos bajo las Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión; (4) la reducción o liberación de las garantías que se hubieran otorgado respecto de las Obligaciones Negociables; y (5) modificación de este párrafo. Sin perjuicio de ello, de acuerdo a lo previsto en el artículo 14 de la Ley de Obligaciones Negociables, en los Suplementos se podrá determinar que, respecto de una Clase en particular, se podrán realizar modificaciones a las condiciones fundamentales de las Obligaciones Negociables (incluyendo las enumeradas precedentemente), en caso de contarse con una mayoría especial a ser determinada en el Suplemento correspondiente.

Las asambleas podrán pasar a cuarto intermedio por una vez a fin de continuar dentro de los 30 días siguientes. Sólo podrán participar en la segunda reunión los tenedores que hubieran efectuado la comunicación a la Sociedad referida más arriba.

Las asambleas de tenedores de Obligaciones Negociables de distintas Clases se celebrarán en forma separada, estableciéndose, sin embargo, que se podrá convocar a asambleas conjuntas de tenedores de Obligaciones Negociables de distintas Clases a fin tratar cuestiones comunes a las distintas Clases de Obligaciones Negociables en cuestión. A los fines de computar el quórum y las mayorías en tales asambleas conjuntas, las distintas Clases de Obligaciones Negociables en cuestión serán consideradas como una única Clase, estableciéndose que en caso que las Obligaciones Negociables de las distintas Clases estuvieran denominadas en más de una moneda, se tomará el monto de capital de las mismas en Dólares conforme con la fórmula o procedimiento a utilizar para la determinación de la equivalencia entre la moneda utilizada en la emisión en cuestión y el Dólar referido en "Monto Máximo" del presente.

María Agustina Montes
Delegada

Las Obligaciones Negociables que hayan sido rescatadas y/o adquiridas por la Emisora conforme con lo dispuesto en “Compra o Adquisición de Obligaciones Negociables por parte de la Emisora” y/o “Rescate a Opción de la Emisora” del presente, mientras no sean transferidas a un tercero, no serán consideradas en circulación a los efectos de calcular el quórum y/o las mayorías en las asambleas.

Todas las decisiones adoptadas por las asambleas serán concluyentes y vinculantes para todos los tenedores de Obligaciones Negociables de la Clase en cuestión, independientemente de si estaban o no presentes en las asambleas en cuestión.

Sin perjuicio de todo lo mencionado anteriormente bajo el presente título, de conformidad con el artículo 14 último párrafo de la Ley de Obligaciones Negociables, los Suplementos correspondientes podrán prever un procedimiento para obtener el consentimiento de la mayoría exigible de tenedores de Obligaciones Negociables sin necesidad de asamblea, por un medio fehaciente que asegure a todos los tenedores la debida información previa y el derecho a manifestarse.

Todas las cuestiones relativas a las asambleas no contempladas en el presente se regirán por la Ley de 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 si se publican por un día en el Boletín Diario de la BCBA y si se ingresan en la página web de la CNV <https://www.argentina.gob.ar/cnv> en el ítem Información Financiera. Las notificaciones se considerarán efectuadas el día en que se realizó dicha publicación, salvo que las notificaciones se publicaran por más de un día, estas en cuyo caso se considerarán efectuadas el último día de su publicación. El costo de cualquier publicación y/o notificación estará a cargo de la Emisora. Sin perjuicio de ello, la Emisora deberá efectuar todas las publicaciones que requieran las Normas de la CNV y las demás normas vigentes, y asimismo, en su caso, todas las publicaciones que requieran las normas vigentes de las bolsas y/o mercados autorizados del país y/o del exterior donde coticen y/o negocien las Obligaciones Negociables.

Modificación de Ciertos Términos y Condiciones

La Emisora puede, sin necesidad del consentimiento de ningún tenedor, modificar y reformar los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, para cualquiera de los siguientes fines:

- (1) agregar compromisos en beneficio de los tenedores de todas y cada una de las Clases y/o Series de Obligaciones Negociables;
- (2) agregar Eventos de Incumplimiento en beneficio de los tenedores de todas y cada una de las Clases y/o Series de Obligaciones Negociables;
- (3) designar un sucesor de cualquier agente de registro, co-agente de registro o agente de pago designados en relación con las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie;
- (4) subsanar cualquier ambigüedad, defecto o inconsistencia en los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables;
- (5) introducir cualquier cambio no sustancial que, en opinión de buena fe del directorio de la Sociedad, no afecte de modo adverso el derecho de ningún tenedor de la Clase y/o Serie pertinente de Obligaciones Negociables.

Fiduciarios, Agentes Fiscales y Otros Agentes



María Agustina Montes
Delegada

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. 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.

Agentes Colocadores

La Emisora podrá designar uno o más agentes colocadores para la colocación de una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables. El o los agentes colocadores de las Obligaciones Negociables, en su caso, serán aquéllos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes.

Sistemas de compensación

Se podrá solicitar, según se establezca en el Suplemento correspondiente, la admisión de las Obligaciones Negociables para su compensación en la compañía Euroclear SA/NV, Clearstream Banking, Société Anonyme, el Depository Trust Company, o cualquier otro sistema de compensación que allí se establezca.

Agentes de Registro y Pago

Serán el agente de registro y el agente de pago que se designen en el Suplemento respectivo.

Listado y Negociación

La Emisora solicitará autorización para el listado y/o la negociación de una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa en una o más bolsas y/o mercados autorizados del país y/o del exterior, incluidos sin limitación Euro MTF, BYMA y/o MAE, según se especifique en los Suplementos correspondientes. En la medida que así lo exija la normativa aplicable, las Obligaciones Negociables de una Clase deberán contar con autorización de listado y/o negociación en al menos un mercado autorizado.

Otras Emisiones de Obligaciones Negociables

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora, sin el consentimiento de los tenedores de Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie en circulación, podrá en cualquier momento, pero sujeto a la autorización de la CNV, emitir nuevas Obligaciones Negociables de diferentes Series dentro de una misma Clase que tengan los mismos términos y condiciones que las Obligaciones Negociables de dicha Clase en circulación y que sean iguales en todo sentido, excepto por sus fechas de emisión, primera fecha de pago de intereses y su monto, 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. A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos correspondientes, la Emisora tampoco requerirá el consentimiento de los tenedores de las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie en circulación para emitir nuevas Clases bajo el Programa, sin perjuicio de que, al igual que en el caso mencionado en el párrafo precedente, dicha emisión estará sujeta a la autorización de la CNV.

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, Estados Unidos); estableciéndose, sin embargo, que todas las cuestiones relativas a la autorización, firma, otorgamiento y entrega de las Obligaciones Negociables por la Emisora, así como todas las cuestiones

María Agustina Montes
Delegada

relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables sean “obligaciones negociables” bajo las leyes de Argentina, y los temas relacionados con las asambleas, se registrarán por la Ley de Obligaciones Negociables, la Ley General de Sociedades y todas las demás normas vigentes argentinas.

Jurisdicción

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

Acción Ejecutiva

Las Obligaciones Negociables serán emitidas conforme con la Ley de Obligaciones Negociables y constituirán “obligaciones negociables” conforme con las disposiciones de la misma y gozarán de los derechos allí establecidos. En particular, conforme con el artículo 29 de dicha ley, en el supuesto de incumplimiento por parte de la Emisora en el pago de cualquier monto adeudado bajo las Obligaciones Negociables, los tenedores de las mismas podrán iniciar acciones ejecutivas ante tribunales competentes de la Argentina para reclamar el pago de los montos adeudados por la Emisora.

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.

Calificación de Riesgo

La Emisora ha optado por que el Programa no cuente con calificaciones de riesgo. Sin perjuicio de ello, la Sociedad podrá optar por calificar o no cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emita bajo el mismo, y hará constar la calificación otorgada en los Suplementos correspondientes. En caso que la Sociedad opte por calificar una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables, éstas podrán contar con una o más calificaciones de riesgo.

Prescripción

Los reclamos contra la Emisora 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 años contados desde la fecha de autorización por parte del Directorio de la CNV de la creación del Programa y de oferta pública de los títulos a ser emitidos bajo éste o aquel plazo mayor, de conformidad con la normativa aplicable. Dicho plazo podrá ser prorrogado a opción de la Emisora y con la obtención de las correspondientes autorizaciones regulatorias.



María Agustina Montes
Delegada

Plan de Distribución

El plan de distribución aplicable a las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie se detallará en el Suplemento correspondiente.

La Emisora podrá vender Obligaciones Negociables periódicamente por sí misma, o a través de uno o más agentes colocadores. En el caso en que la Emisora decida designar uno o más colocadores respecto de una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables emitida en el marco del Programa, la Emisora celebrará con cada agente colocador un convenio de colocación. En tal caso, los agentes colocadores de las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie, que serán aquellos que se especifiquen en los Suplementos correspondientes, podrán actuar como tales sobre la base de mejores esfuerzos y/o suscripción en firme, según se especifique en los Suplementos correspondientes.

Las Obligaciones Negociables serán colocadas por oferta pública en Argentina conforme con los términos de la Ley de Mercado de Capitales, y demás normas vigentes, que incluyen, sin limitación, las Normas de la CNV. A tal fin, se podrá distribuir el presente Prospecto y/o los Suplementos correspondientes (incluyendo versiones preliminares de los mismos conforme con las Normas de la CNV) por medios físicos y/o electrónicos (pudiendo adjuntarse a dichos documentos una síntesis de la Emisora y/o de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables que incluya solamente, y sea consistente con, la información contenida en el presente Prospecto y/o en los Suplementos correspondientes), realizar reuniones informativas, publicar avisos ofreciendo las Obligaciones Negociables (incluyendo el correspondiente aviso de suscripción), realizar contactos y/u ofrecimientos personales y/o telefónicos y/o realizar otros procedimientos de difusión que la Emisora estime adecuados.

Colocación, Suscripción y Adjudicación

En los Suplementos correspondientes se detallará el proceso de colocación, suscripción y adjudicación aplicable a las Obligaciones Negociables de la Clase y/o Serie en cuestión. Dicho proceso deberá ajustarse a lo previsto en el artículo 1 y concordantes de la sección I del capítulo IV del Título VI de las Normas de la CNV. El Suplemento 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.



María Agustina Montes
Delegada

INFORMACIÓN ADICIONAL

INSTRUMENTO CONSTITUTIVO Y ESTATUTOS

La Compañía es una sociedad anónima constituida y regulada por las leyes de la República Argentina, inscripta bajo la denominación social Frigorífico La Pampa S.A. ante la IGJ bajo el Nro. 60 del Folio 35, Libro 47, Tomo A de Estatutos Nacionales con fecha 21 de febrero de 1945. Actualmente se encuentra inscripta bajo la denominación "Pampa Energía S.A." y tiene su domicilio legal en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y su sede social en la calle Maipú 1, de esa ciudad.

Objeto social

La Sociedad tiene por objeto llevar a cabo por sí, por intermedio de terceros o asociada a terceros, por cuenta propia o de terceros, en el país o en el extranjero: 1) Operaciones destinadas a la generación, transformación, transmisión y distribución de energía eléctrica; 2) Explorar, explotar, catear, detectar, sondear y perforar yacimientos, áreas y/o pozos hidrocarburíferos y de cualquier otra naturaleza, como así también desarrollar actividades mineras en general; 3) comprar, vender, arrendar y explotar equipos de perforación, sus repuestos y accesorios y celebrar cualquier contrato, acto y operaciones que se vinculen con la extracción minera; 4) Elaborar, procesar, industrializar, comprar, vender, importar, exportar y transportar hidrocarburos y sus derivados, propios o de terceros, sean líquidos, sólidos o gaseosos; 5) Celebrar todo tipo de contratos de obras y/o servicios vinculados a las actividades anteriores; 6) Explotación en todas sus formas de establecimientos agrícolas y/o ganaderos, frutihortícolas, viñedos y olivares, cultivos forestales y/o explotaciones granjeras; y 7) Elaboración mediante cualquier tipo de proceso industrial de productos o subproductos agropecuarios y vitivinícolas. (b) Comerciales: Operaciones comerciales mediante la importación, exportación, compraventa, transporte, almacenamiento y distribución de productos, subproductos y mercaderías vinculados con el proceso de generación de energía eléctrica, la producción minera y productos y subproductos agropecuarios y vitivinícolas inclusive el ejercicio o desempeño de representaciones, comisiones, consignaciones y mandatos. (c) Financieras: Operaciones financieras en general; préstamos y/o aportes de capitales a particulares o empresas, para negocios realizados o a realizarse; otorgamiento de avales, garantías y fianzas a favor de terceros; compraventa y administración de acciones, títulos públicos, debentures y demás valores mobiliarios en cualquiera de los sistemas o modalidades creadas o a crearse, con excepción de las operaciones comprendidas en las prescripciones de la Ley de Entidades Financieras. (d) Inversión: Actividades de inversión en emprendimientos y en sociedades de cualquier naturaleza, de acuerdo con los límites fijados por las leyes y reglamentaciones vigentes y con sujeción a las mismas; podrá constituir o participar en la constitución de sociedades o adquirir y mantener participaciones accionarias en sociedades existentes o a crearse en la República Argentina o en el Exterior, participar en uniones transitorias, en agrupaciones de colaboración, joint ventures, consorcios. La Sociedad puede también con fines de inversión adquirir, desarrollar y enajenar muebles e inmuebles de cualquier clase así como también gravar los mismos y darlos y tomarlos en locación, concesión o leasing. (e) Servicios: Prestar servicios o mandatos para sí o a favor de terceros. Para su cumplimiento la Sociedad tiene plena capacidad jurídica para adquirir derechos y contraer obligaciones y ejercer los actos que no sean prohibidos por las leyes y por este estatuto.

Asambleas

Las asambleas de accionistas pueden ser ordinarias o extraordinarias.

La convocatoria a asamblea de accionistas, ya sea en primera o en segunda convocatoria, se hará por publicaciones durante los días, en los diarios y dentro de los plazos que indiquen las disposiciones legales vigentes. En el caso de convocarse simultáneamente en primera y segunda convocatoria a asambleas generales ordinarias, si la segunda fuera para celebrarse en el mismo día, deberá serlo con un intervalo no inferior a una (1) hora de la fijada para la primera.

Asimismo, para asistir a las asambleas los accionistas deben depositar en la sociedad sus acciones o un certificado de depósito o constancia de las cuentas de acciones escriturales librado al efecto por Caja de Valores para su registro en el libro de asistencia a las asambleas, con no menos de tres (3) días hábiles de anticipación al de la fecha fijada. La Sociedad

María Agustina Montes
Delegada

les entregará los comprobantes necesarios de recibos, que servirán para admisión a la asamblea. Los titulares de acciones nominativas o escriturales deberán cursar dentro del mismo plazo, comunicación para que se los inscriba en el libro de asistencia.

Los accionistas pueden hacerse representar en las asambleas por sus apoderados legales o por otras personas. Será suficiente que el mandato esté otorgado en cualquier documento privado con la firma del mandante, certificada en forma judicial, notarial o bancaria. Las asambleas serán presididas por el presidente del directorio o su reemplazante. Si no se hallaran presentes, la asamblea designará a los directores, miembros de la comisión fiscalizadora o accionistas que ejercerán en la misma la función del presidente. Salvo los casos previstos en el artículo 241 de la Ley General de Sociedades, los directores, miembros de la comisión fiscalizadora y gerentes generales podrán votar como accionistas cuando así lo fueran.

La constitución legal de las asambleas ordinarias en primera convocatoria requiere la presencia de accionistas que representen la mayoría de las acciones con derecho a voto y, en segunda convocatoria, se considerarán constituidas cualquiera sea el número de dichas acciones presentes. Las asambleas extraordinarias se constituirán en primera convocatoria con la presencia de accionistas que representen no menos del 60% de las acciones con derecho a voto y en segunda convocatoria se requerirá la concurrencia, como mínimo, del 30% de esas mismas acciones. Si la constitución legal de una Asamblea hubiera fracasado por falta de la asistencia necesaria y, si en el caso de la asamblea ordinaria no se hubiera citado simultáneamente en, primera y segunda convocatoria, deberá convocarse nuevamente dentro de los 30 días siguientes. Con fecha 17 de febrero de 2021, la asamblea de accionistas de la Compañía aprobó la reforma del artículo 30 del estatuto de la Compañía a fin de incorporar la posibilidad de que las Asambleas de Accionistas se celebren de forma virtual.

Las resoluciones de las asambleas, ya sean celebradas en primera o segunda convocatoria, se tomarán por mayoría absoluta de los votos presentes que puedan computarse para la respectiva decisión, excepto para resolver (i) los casos específicos previstos en el último párrafo del artículo 244 de la Ley General de Sociedades, que requerirán el voto favorable de las mayorías allí indicadas, (ii) cualquier modificación al régimen de Oferta Pública de Adquisición por Participación de Control previsto en el capítulo VIII del estatuto que requerirán para su aprobación el voto favorable de acciones representativas de por lo menos el 66,6% del capital social emitido y en circulación, (iii) cualquier modificación al régimen de Oferta Pública de Adquisición por Participación Significativa previsto en el Capítulo VIII de este Estatuto que requerirán para su aprobación el voto favorable de acciones representativas de por lo menos el 66,6% de los presentes en la asamblea en la medida que representen al menos el 35% del capital social emitido y (iv) cualquier modificación al régimen de mayorías especiales establecido en el presente artículo, que requerirán para su aprobación, la misma mayoría especial que se pretende modificar.

La Compañía deberá convocar y celebrar una asamblea ordinaria de accionistas dentro de los cuatro meses del cierre de cada ejercicio económico para considerar los asuntos descriptos en los dos primeros párrafos del Artículo 234 de la Ley General de Sociedades, tales como, aprobación de estados contables, distribución de utilidades, aprobación de los informes del directorio y comisión fiscalizadora, y elección, desempeño y remuneración de directores y miembros de la comisión fiscalizadora. Otras cuestiones que deben ser consideradas en una asamblea ordinaria convocada y celebrada en cualquier momento incluyen cuestiones vinculadas con la responsabilidad de los directores y miembros de la comisión fiscalizadora, aumentos de capital y emisión de ciertos títulos de deuda privados.

Las asambleas de accionistas podrán ser convocadas por el directorio o los miembros de la comisión fiscalizadora toda vez que lo requieran las leyes o cuando éstos juzguen procedente. Asimismo, el directorio o la comisión fiscalizadora deben convocar a asamblea de accionistas a solicitud de los accionistas que representen por lo menos el 5% del capital social en circulación de la Compañía, en cuyo caso la asamblea se celebrará dentro de los 40 días de la solicitud de dichos accionistas. Si el directorio o la comisión fiscalizadora no convocaran una asamblea luego de recibir la solicitud de los accionistas, la CNV o los tribunales podrán ordenar su celebración. Un accionista con derecho a asistir a una asamblea podrá hacerlo mediante apoderado. No podrán otorgarse poderes a los directores, miembros de la comisión fiscalizadora, funcionarios o empleados.

María Agustina Montes
Delegada

Con fecha 17 de febrero de 2021, la asamblea de accionistas de la Compañía aprobó la reforma del artículo 30 de su estatuto a fin de incorporar la posibilidad de que las Asambleas de Accionistas se celebren de forma virtual.

Con fecha 24 de agosto de 2022, la CNV emitió la Resolución General N° 939/2022 mediante la cual reglamenta la celebración de asambleas a distancia con relación a las sociedades comprendidas en el régimen de oferta pública y, asimismo, la hace extensiva a otros vehículos financieros, como obligaciones negociables, fideicomisos y fondos comunes de inversión. Asimismo, dicha resolución aclara que la entrada en vigencia opera a partir del 1° de enero de 2023.

Directorio

De acuerdo al artículo 12 del estatuto social la administración de la Sociedad estará a cargo de un Directorio compuesto por diez miembros titulares elegidos por la Asamblea Ordinaria. Los Directores duran tres ejercicios en sus funciones, siendo válidos sus mandatos hasta la elección de sus reemplazantes. La elección de los directores se realizará en forma escalonada, renovándose el Directorio por tercios cada año. La elección de directores se efectuará por lista, conforme a las reglas contenidas en este Artículo, siempre que ningún accionista o grupo de accionistas titulares de más del tres por ciento (3%) del capital social lo objete. En caso contrario, se efectuará individualmente. Cualquier accionista o grupo de accionistas que posea más del tres por ciento (3%) del capital social (cada uno, un "Proponente") podrá requerir al Directorio que se dé a conocer a los demás accionistas la lista de candidatos o los candidatos individuales que propondrá dicho accionista o grupo de accionistas a la asamblea para su elección. En el caso de bancos depositarios que tengan acciones registradas a su nombre, esta regla se aplicará con respecto a los beneficiarios. A tal efecto, se deberá enviar al Presidente del Directorio, o quien lo remplace, la lista respectiva debidamente suscripta por el Proponente, o sus representantes, en su caso, con una anticipación mínima de cinco días hábiles a la fecha de la asamblea respectiva, para su oficialización mediante publicación en los SIM con al menos dos días de anticipación a la celebración de la asamblea. A efectos de facilitar la formación de las listas y de registrar los nombres de los candidatos desde la fecha del primer aviso de convocatoria de la asamblea pertinente, permanecerá en la sede social, a disposición de los accionistas, un libro ad hoc en el que se anotarán los nombres de las listas o de los candidatos propuestos por aquellos accionistas que lo soliciten. Igualmente, el Directorio propondrá a la asamblea de accionistas una lista de candidatos para su elección por lista o individualmente en caso que se objete dicha forma de elección, cuyos nombres se comunicarán a todos los accionistas junto con las listas propuestas por los Proponentes. Asimismo, no podrá efectuarse ninguna propuesta de elección de directores antes del acto de la asamblea o en el curso de la misma, sin presentar a la Sociedad prueba escrita de la aceptación del cargo por los candidatos propuestos. Se declarará electa a la lista o persona, según el caso, que obtenga la mayoría absoluta de las acciones presentes en la asamblea. Si ninguna lista obtuviera tal mayoría, se realizará una nueva votación en la que participarán las dos listas o personas más votadas, considerándose electa la lista o persona que en tal votación obtenga la mayor cantidad de votos. Las reglas anteriores no impedirán que accionista alguno presente en la asamblea pueda proponer candidatos no incluidos en las propuestas circuladas por el Directorio.

Al momento de designarse a los directores titulares, la asamblea nombrará además igual o menor número de suplentes para sustituir a los directores titulares en los casos que sea necesario.

El estatuto de la Sociedad establece la posibilidad de que el Directorio resuelva la emisión de obligaciones negociables no convertibles en acciones sin necesidad de que dicha emisión sea aprobada por Asamblea de accionistas, determinando las formas, garantías, plazos y demás condiciones ajustándose a las disposiciones legales vigentes, una vez que esto esté previsto en la normativa aplicable.

CONTRATOS IMPORTANTES

La Compañía no cuenta a la fecha del Prospecto con contratos importantes, distintos de aquellos originados en el curso de los negocios.

CONTROLES DE CAMBIO

Advertencia

María Agustina Montes
Delegada

A continuación, se presenta un resumen de las principales restricciones para el acceso al mercado cambiario en Argentina para la transferencia de divisas al exterior, sobre la base del texto ordenado de la Comunicación "A" 7953 (conforme fuera modificada, el "T.O. sobre Exterior y Cambios"). Dicho resumen (i) no es un análisis completo ni una enumeración de la totalidad de las regulaciones, cuestiones o consecuencias cambiarias que puedan resultar de interés para un tenedor de Obligaciones Negociables; (ii) se realiza a título meramente informativo; (iii) se basa en las reglamentaciones vigentes en la Argentina a la fecha del presente Prospecto; y (iv) se encuentra sujeto a cualquier modificación posterior de dichas leyes y reglamentaciones que puedan entrar en vigencia con posterioridad a dicha fecha. No puede garantizarse que los tribunales y autoridades responsables de la aplicación de las reglamentaciones le darán la misma interpretación que se efectúa en el siguiente resumen o que no habrá cambios en dichas reglamentaciones o en la interpretación de las mismas por parte de tales tribunales y autoridades. En consecuencia, se recomienda a todo posible interesado consultar con sus propios asesores legales acerca de la normativa cambiaria, en sus circunstancias particulares, relacionadas con el pago, adquisición, titularidad, disposición y con el cobro de cualquier suma adeudada en virtud de Obligaciones Negociables, conforme a las reglamentaciones que puedan resultarle aplicables.

A través del nuevo T.O. sobre Exterior y Cambios, el BCRA condensó en un único cuerpo la normativa sobre exterior y cambios, incorporando las sucesivas modificaciones que había sufrido el anterior texto ordenado e incorporando a su vez ciertas modificaciones e interpretaciones normativas. Entre otras novedades, se adaptó la normativa en materia de cobros de exportaciones de bienes y servicios a las disposiciones establecidas por el Decreto 28/23. Esta nueva versión, incorpora los cambios de la COM A 7914 que eliminaba la Sección 12 del anterior texto ordenado, relativa a las disposiciones legales que determinan la estructura general del mercado de cambios, incorporada en las normas sobre "Régimen Disciplinario" del BCRA.

Entre las disposiciones más importantes en materia de ingresos por el MLC que se encuentran en el T.O. sobre Exterior y Cambios pueden destacarse: (i) la obligación de ingresar y liquidar divisas en el mercado de cambios en ciertos plazos por determinados productos de la exportación de bienes y de servicios por parte de residentes y de la percepción de montos en moneda extranjera por la enajenación a no residentes de activos no financieros no producidos, (ii) la obligación de ingresar y liquidar en el MLC los desembolsos producto de endeudamientos financieros posteriores al 1 de septiembre de 2019 de residentes con el exterior y de los montos producto de emisiones de títulos denominados y suscriptos en moneda extranjera con registro público en el país a partir del 29 de noviembre de 2019, como requisito –junto a la declaración en el relevamiento de activos y pasivos externos del BCRA– para el posterior acceso al MLC a los efectos de atender el pago de capital e intereses, y (iii) la posibilidad de que las entidades realicen operaciones de canjes y arbitrajes con clientes en la medida que no correspondan a operaciones alcanzadas por la obligación de liquidación en el MLC, entre otros.

Entre las disposiciones más importantes de los requisitos específicos en materia de egresos por el MLC pueden destacarse:

- (i) la imposición de ciertas restricciones para el acceso al MLC para el pago de importaciones –y de deudas por importaciones, incluyendo los intereses– de bienes y servicios por parte de residentes al exterior;
- (ii) la necesidad de cumplir los presupuestos bajo los cuales la normativa cambiaria permite acceder al MLC para el giro al exterior de divisas producto de utilidades y dividendos;
- (iii) la obligación de cumplir con ciertos requisitos para quien pretenda acceder al MLC para el repago del capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior como (a) demostrar el ingreso y liquidación de divisas en el MLC por un monto equivalente al valor nominal del endeudamiento financiero con el exterior, salvo ciertos supuestos en los que se considera cumplimentando, (b) contener la declaración correspondiente al endeudamiento del que se trate en la última presentación vencido del relevamiento de activos y pasivos externos, (c) que el acceso al MLC se produzca con una anterioridad no mayor a los 3 (tres) días hábiles a la fecha de vencimiento del servicio de capital o interés a pagar, salvo conformidad previa del BCRA o bajo el cumplimiento determinados supuestos y condiciones, (d) la necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC para la cancelación al vencimiento de capital de los endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero cuando el acreedor sea una

María Agustina Montes
Delegada

- contraparte vinculada al deudor, salvo determinadas excepciones, (e) la falta de necesidad de conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC para la cancelación al vencimiento de capital e intereses de los endeudamientos financieros con el exterior, cuando se cumplan ciertas condiciones, incluyendo que 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 (tal como se detalla más adelante), (f) la posibilidad de que los endeudamientos financieros con el exterior puedan ser cancelados –incluyendo sus servicios de capital e intereses- a partir de su vencimiento mediante la aplicación de cobros de exportaciones de bienes y servicios, en la medida que se cumplan determinados requisitos, permitiéndose que los mencionados cobros sean acumulados, por los montos exigidos en los contratos de endeudamiento, en cuentas del exterior y/o el país con el objeto de garantizar la cancelación de los servicios de los endeudamientos financieros con el exterior;
- (iv) la prohibición del acceso al MLC para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes concertadas a partir del 1 septiembre de 2019, excepto por la cancelación a partir de su vencimiento de capital e intereses de (a) las financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra, (b) las emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 1 septiembre de 2019 con el objeto de refinanciar deudas comprendidas en el punto 3.6.2. del T.O. sobre Exterior y Cambios y que conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones, (c) las emisiones realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019 de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el MLC, (d) las emisiones realizadas a partir del 9 octubre de 2020 de títulos de deuda con registro público en el país, denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que su vida promedio no sea inferior a 2 (dos) años y su entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el punto 3.17. del T.O. sobre Exterior y Cambios, (e) las emisiones realizadas a partir del 7 de enero de 2021 de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que fueran entregadas a acreedores para refinanciar deudas preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital antes del 1 de enero de 2023, el monto equivalente a los intereses que se devengarían hasta el 31 de diciembre de 2022 por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados, (f) 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;
- (v) la posibilidad de acceso al MLC para la cancelación, a partir de su vencimiento, de (A) obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30 de agosto de 2019, y (B) financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales pendientes al 30 de agosto de 2019;
- (vi) la necesidad de la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC con anterioridad al vencimiento por deudas entre residentes, excepto que la operación encuadre en alguna de las situaciones y se cumplan la totalidad de las condiciones estipuladas en el punto 3.6.4. y concordantes del T.O. sobre Exterior y Cambios, como por ejemplo (a) financiaciones de entidades locales por consumos en moneda extranjera mediante tarjetas de crédito o de compra, (b) otras financiaciones en moneda extranjera de entidades financieras locales canceladas con el ingreso de endeudamientos financieros con el exterior, (c) precancelación de intereses en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda, (d) precancelación de capital e intereses de un título de deuda con registro en el país en forma simultánea con la liquidación de un endeudamiento financiero con el exterior, (e) precancelación de capital e intereses de un título de deuda con registro en el país en forma simultánea con la liquidación de nuevo título de deuda;
- (vii) la habilitación para la cancelación de servicios de capital e intereses a partir de su vencimiento mediante la aplicación de cobros de exportaciones de bienes y servicios, en la medida que se cumplan los requisitos

María Agustina Montes
Delegada

- previstos en el punto 7.9. del T.O. sobre Exterior y Cambios, de las emisiones de títulos de deuda con registro público en el país, denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país,
- (viii) la posibilidad de que las entidades otorguen acceso al MLC para realizar pagos de capital y/o intereses a los fideicomisos constituidos en el país por un residente para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de su obligación, en la medida que verifique que el deudor hubiese tenido acceso para realizar el pago a su nombre por cumplimentar las disposiciones normativas aplicables;
 - (ix) la necesidad de la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC por parte de personas jurídicas para la constitución de activos externos y para la constitución de todo tipo de garantías vinculadas a la concertación de operaciones de derivados; asimismo, se estableció la misma restricción para las personas humanas residentes cuando supere el equivalente a US\$200 mensuales bajo ciertas condiciones y limitaciones; incluyéndose ciertas excepciones como la compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes para ser aplicados simultáneamente a la compra de inmuebles en el país con créditos hipotecarios o la compra de moneda extranjera por parte de residentes con aplicación específica; y la necesidad, por parte de no residentes, de obtener la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios, salvo ciertas excepciones;
 - (x) en relación a la compra de moneda extranjera para operaciones con derivados financieros (a) las entidades podrán dar acceso al MLC para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, en caso de corresponder, en el relevamiento de activos y pasivos externos, en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la tasa de interés cuyo riesgo se está cubriendo con la celebración de los mismos, (b) las restantes operaciones de derivados financieros que quieran ser cursadas con acceso al MLC por parte de residentes que no sean entidades autorizadas a operar en cambios se registrarán por lo dispuesto en los puntos 3.8. y 3.10. del T.O. sobre Exterior y Cambios, según corresponda, y (c) todas las liquidaciones de las operaciones de futuros en mercados regulados, "forwards", opciones y cualquier otro tipo de derivados concertados en el país que realicen las entidades a partir del 11 septiembre de 2019 deberán efectuarse en moneda local;
 - (xi) en relación a canjes y arbitrajes con clientes no asociados a un ingreso de divisas del exterior, las entidades podrán realizar con sus clientes operaciones de canje y arbitrajes no asociadas a un ingreso de divisas desde el exterior en los siguientes casos (a) transferencia de divisas al exterior de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior, (b) transferencia de divisas al exterior por parte de centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos del Tesoro Nacional, cuya operación forma parte del proceso de pago a solicitud de las centrales de depósito colectivo del exterior, (c) transferencia de divisas al exterior de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas de remesadoras en el exterior por hasta el equivalente de US\$ 500 (quinientos Dólares) en el mes calendario y en el conjunto de las entidades, siempre que las entidades cuenten con una declaración jurada del cliente que la transferencia tiene por objeto colaborar con la manutención de residentes argentinos que han debido permanecer en el exterior en virtud de las medidas adoptadas en el marco de la pandemia Covid-19, (d) las operaciones de arbitraje que no impliquen transferencias al exterior podrán realizarse sin restricciones en la medida que los fondos se debiten de una cuenta en moneda extranjera del cliente en una entidad financiera local, (e) pagos de capital o intereses de endeudamientos financieros con el exterior que cumplan los requisitos previstos en el marco del punto 3.5. del T.O. sobre Exterior y Cambios y se concreten durante los 3 (tres) días hábiles previos al vencimiento, y (f) las restantes operaciones de canje y arbitraje podrán realizarse con clientes sin la conformidad previa del BCRA en la medida que, de instrumentarse como operaciones individuales pasando por Pesos, puedan realizarse sin dicha conformidad de acuerdo con las normas cambiarias vigentes, resultando esto de aplicación a las centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por los servicios de capital y renta de títulos en moneda extranjera abonados en el país; y

María Agustina Montes
Delegada

A su vez, el punto 3.16. del T.O. sobre Exterior y Cambios estableció requisitos complementarios en relación con los egresos por el MLC, cuyas disposiciones más importantes incluyen:

- (i) el régimen informativo de “Anticipo de Operación Cambiaria” mediante el cual las entidades deberán remitir al BCRA, al cierre de cada jornada y con una antelación de 2 días hábiles, la información sobre operaciones a realizar por solicitud de clientes u operaciones propias de la entidad en carácter de cliente, que impliquen un acceso al MLC por un monto diario que sea igual o superior al equivalente a US\$ 10.000 (diez mil Dólares) para cada uno de los tres días hábiles contados a partir del primer día informado (sin tenerse en cuenta los accesos para la cancelación de financiacines de entidades locales por consumos en moneda extranjera mediante tarjetas de crédito o de compra);
- (ii) la necesaria conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC, salvo que la entidad cuente con una declaración jurada del cliente respecto a sus tenencias de activos externos líquidos –con algunas pocas excepciones–, que deje constancia de que (a) la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras y que no poseía activos externos líquidos disponibles al inicio del día en que solicita el acceso al mercado por un monto superior equivalente a US\$ 100.000 (cien mil Dólares), considerándose activos externos líquidos, entre otros: 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 ejemplo, inversiones en títulos públicos externos con custodia en el país o en el exterior, fondos en cuentas de inversión en administradores de inversiones radicados en el exterior, criptoactivos, fondos en cuentas de proveedores de servicios de pago, etc.), y excluyéndose 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.;
- (iii) la necesaria conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC, salvo que la entidad cuente con una declaración jurada del cliente –con algunas pocas excepciones– que deje constancia de que (a) en el día en que solicita el acceso y en los 90 días corridos anteriores, en el caso de títulos valores emitidos con legislación argentina, y en los 180 días corridos anteriores, en el caso de títulos valores emitidos con legislación extranjera, no ha concertado en el país ventas de títulos valores emitidos por residentes con liquidación en moneda extranjera, canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos, transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior, adquisiciones en el país con liquidación en pesos de títulos valores emitidos por no residentes, adquisiciones de CEDEAR representativos de acciones extranjeras, adquisiciones de títulos valores representativos de deuda privada emitida en jurisdicción extranjera, ni entregas de 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 o a través de una entidad vinculada, controlada o controlante, activos externos, criptoactivos o títulos valores depositados en el exterior; y por último, debe constar el compromiso de no concertar las operaciones detalladas durante los 90/180 días corridos siguientes a la solicitud de acceso al MLC. Asimismo, para el acceso de personas jurídicas al MLC, se requiere la presentación de una declaración jurada adicional donde conste: (a) el detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen control directo según las normas del BCRA; y (b) que en el día en que se solicita el acceso al MLC y en los 180 días corridos anteriores no se entregaron en Argentina 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 control directo, o a otras empresas con las que integre un mismo grupo económico, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales de adquisición de bienes y/o servicios. El requisito indicado en el punto (b) se considera cumplido si se presenta una declaración jurada respecto a operaciones con títulos valores de cada una de dichas personas humanas o jurídicas, conforme la normativa cambiaria vigente. Finalmente, con fecha 28 de septiembre de 2023, el BCRA estableció que no deberán

María Agustina Montes
Delegada

tenerse en cuenta las ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior cuando la totalidad de los fondos obtenidos de tales liquidaciones se haya utilizado o se utilicen dentro de los 10 días corridos a las ciertas operaciones listadas en la Comunicación "A" 7852 del BCRA; y

- (iv) la necesidad de la conformidad previa del BCRA en el caso de que el cliente sea una persona humana o jurídica incluida por la AFIP en la base de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos, no resultando de aplicación este requisito para el acceso al MLC relativo a las cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra.

Asimismo, en el T.O. sobre Exterior y Cambios, el BCRA estableció ciertas disposiciones relativas a la refinanciación de vencimientos de capital de pasivos en moneda extranjera hasta el 31 de diciembre de 2023, las cuales a la fecha de este Prospecto, no fueron extendidas para el año 2024. Dicha normativa establecía que los deudores que registren vencimientos de capital programados hasta el 31 de diciembre de 2023 por endeudamientos financieros con el exterior del sector privado no financiero con un acreedor que no sea una contraparte vinculada del deudor, endeudamientos financieros con el exterior por operaciones propias de las entidades, y emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera de clientes del sector privado o de las propias entidades debían presentar ante el BCRA un plan de refinanciación, el cual debía presentarse en base a determinados criterios, tales como que el monto neto por el cual se pretendía acceder al mercado de cambios en los plazos originales no supere el 40 % del monto de capital que vencía, y que el resto del capital haya sido, como mínimo, refinanciado con un nuevo endeudamiento externo con una vida promedio de 2 años, pudiendo considerarse cumplimentado en determinados casos. Dicho plan debía presentarse como mínimo 30 días corridos antes del vencimiento de capital a refinanciarse, y para dicha presentación el cliente debía seleccionar una entidad autorizada a dar curso a este tipo de operaciones en el MLC para que realice la presentación del plan de refinanciación a su nombre ante la mesa de entrada del BCRA consignando que está dirigida a la Gerencia Principal de Exterior y Cambios.

Asimismo, el BCRA admitió el acceso al MLC para la cancelación de endeudamientos financieros con el exterior entre el 1° y el 31 de diciembre de 2023 si el acceso se produjo a partir de la fecha de vencimiento del servicio de capital o interés a pagar o el día hábil siguiente cuando dicha fecha sea un día inhábil. También se admitía acceder hasta 3 (tres) días hábiles antes de la fecha de vencimiento en la medida que el pago se concrete mediante la realización de un canje y/o arbitraje contra una cuenta local en moneda extranjera del cliente habilitado para realizar dicho pago. Por otro lado, se requiere, hasta el 31 de diciembre de 2024 inclusive, la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC en caso de cancelación del capital de endeudamientos financieros con partes vinculadas en el exterior.

En línea con lo dispuesto por el Decreto No. 892/2020 respecto a operaciones destinadas a la financiación de proyectos bajo el Plan Gas.Ar, el BCRA, dispuso que las entidades podrán dar acceso al MLC para (i) girar divisas al exterior en concepto de utilidades y dividendos a accionistas no residentes a partir de cumplirse el segundo año de la inversión y cuando correspondan a balances cerrados y auditados, y por un monto que no supere el que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas; (ii) para la cancelación del vencimiento de servicios de capital e intereses de endeudamientos con el exterior, siempre que el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 años; (iii) en el caso de repatriación de inversiones directas de no residentes se permitirá a partir del segundo año hasta el monto de los aportes de inversión directa liquidados en el mercado de cambios en el caso de reducción de capital y/o devolución de aportes irrevocables realizadas por la empresa local, cuando se cuente con la documentación que demuestre que se han cumplimentado los requisitos legales aplicables y haya verificado que se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos". Las operaciones alcanzadas serán las operaciones que hayan sido ingresadas y liquidadas por el MLC a partir del 16/11/2020 y destinadas a la financiación de proyectos en el marco del Plan Gas.Ar. En todos los casos, la entidad deberá contar con la documentación que le permita constatar el carácter genuino de la operación a cursar y que los fondos fueron destinados a financiar proyectos comprendidos en el Plan Gas.Ar.

Asimismo, el T.O. sobre Exterior y Cambios establece que las certificaciones emitidas por liquidaciones de nuevos endeudamientos financieros del exterior podrán ser utilizadas para acceder al mercado de cambios por los pagos de:

María Agustina Montes
Delegada

- i. importaciones de bienes sin la conformidad previa del BCRA;
- ii. servicios a contrapartes vinculadas sin la conformidad previa del BCRA, en la medida que sea un pago a partir del vencimiento de una obligación por un servicio prestado al menos 180 días corridos antes del acceso o derivada de un contrato firmado con una antelación similar;
- iii. montos de capital, antes de la fecha de vencimiento de las deudas comerciales por importación de bienes y servicios contempladas en 10.2.4., siempre que la vida promedio de la nueva deuda financiera sea por lo menos 2 (dos) años mayor que la vida promedio remanente del endeudamiento anticipado.

En materia de acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes, se reemplazó al Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones ("SIMI") y al Sistema Integral de Monitoreo de Pagos al Exterior de Servicios ("SIMPES") por el Sistema de Importaciones de la República Argentina ("SIRA") y el Sistema de Importaciones de la República Argentina y Pagos de Servicios del Exterior ("SIRASE"), respectivamente. Asimismo, el BCRA establecía que, mediante estos nuevos mecanismos, no podrán realizarse más pagos anticipados, ni vista, ni pagos de deudas comerciales sin registro aduanero, excepto para ciertos casos establecidos en la regulación. Posteriormente, el 26 de diciembre de 2023 se publicaron la Resolución General Conjunta 5466/2023 de Secretaría de Comercio y AFIP ("RGC 5466/2023"), y la Resolución de la Secretaría de Comercio N°1/2023 ("RSC 1/2023"). La RGC 5466/2023 derogó el régimen de SIRA y SIRASE y creó un nuevo régimen denominado "Sistema Estadístico de Importaciones" (SEDI) el cual contiene principalmente las siguientes diferencias con las SIRAS: (i) la declaración tiene un plazo de validez de 360 días desde el estado de salida; (ii) el análisis de la situación tributaria y el CEF se realiza de manera previa a la oficialización de la declaración; (iii) los organismos estatales tendrán 30 días para pronunciarse y vencido ese plazo sin pronunciación, la declaración pasará de forma automática a estado de salida y (iv) dentro del régimen, no se debe informar ni requerir aprobación respecto a fecha de acceso al MLC (lo cual tramita ante BCRA). Adicionalmente, se crea el "Padrón de Deuda Comercial por Importaciones con Proveedores del Exterior" en el cual deberán inscribirse los sujetos que cuenten con deuda comercial por importaciones de bienes con fecha de oficialización anterior al 13 de diciembre de 2023 y/o deuda por importación de servicios prestados con anterioridad a la misma fecha. Por último, la RSC 1/2023 deroga el régimen de Licencias Automáticas establecido por la Resolución N° 523/2017.

En materia de acceso al mercado de cambios para el pago de servicios prestados por no residentes, no será necesario contar con una declaración efectuada a través del Sistema de Importaciones de la República Argentina y Pagos de Servicios al Exterior (SIRASE) en estado "APROBADA" ni convalidar la operación en el sistema informático "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior". En este sentido, las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos de servicios prestados por no residentes, en la medida que se verifiquen los restantes requisitos normativos aplicables, cuando se den las condiciones que se enumeran en la presente.

Por su parte, por medio de la Comunicación "A" 7941 el BCRA estableció que los importadores de bienes y servicios que suscriban Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre (BOPREAL) podrán acceder al mercado de cambios para pagar deudas comerciales por la importación de bienes y servicios previas al 13.12.23 por las cuales no se haya solicitado la suscripción del mencionado título, en la medida que se cumplan ciertos requisitos.

Además, los importadores de bienes y servicios que suscriban BOPREAL correspondientes al mayor plazo ofrecido por el BCRA, con anterioridad al 31.01.24 y por un monto igual o mayor al 25 % del total pendiente por sus deudas elegibles para lo dispuesto en los puntos 1 y 2 de la Comunicación "A" 7925, podrán acceder al mercado de cambios a partir del 1.02.24 para pagar dichas deudas comerciales por la importación de bienes y servicios previas al 13.12.23 por las cuales no solicitó la suscripción del mencionado título, en la medida que el pago no supere el equivalente al 50% del monto liquidado simultáneamente en concepto de cobros anticipados de exportaciones de bienes que serán cancelados con embarques cuyos cobros hubiera correspondido ingresar a partir del 1.03.25 a razón de un máximo mensual equivalente al 10% del monto total de los anticipos que se encuadraron en este mecanismo.

Adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, la entidad deberá contar con (i) una declaración jurada del importador en la cual deja constancia de que será necesaria la conformidad previa del BCRA para la cancelación de

María Agustina Montes
Delegada

estos cobros anticipados de exportaciones de bienes antes de los plazos estipulados; y (ii) una declaración jurada del cliente en la que conste el monto suscripto del BOPREAL de mayor plazo y los montos de las deudas comerciales de bienes y servicios por operaciones anteriores al 13 de diciembre elegibles.

Resolución General CNV N° 861

Con fecha 8 de octubre de 2020, la CNV emitió la Resolución General N° 861/2020 mediante la cual se aprueba la reglamentación sobre el refinanciamiento de deuda privada mediante una oferta de canje o integración de nuevas emisiones de obligaciones negociables. De este modo, a los fines de cumplir con el requisito de colocación por oferta pública, se establece que (i) la nueva emisión deberá ser suscripta por acreedores de la sociedad cuyas obligaciones negociables sin oferta pública y/o créditos preexistentes representen un porcentaje que no exceda el 30% del monto total efectivamente colocado; y (ii) el porcentaje restante sea suscripto e integrado en efectivo o mediante la integración en especie entregando obligaciones negociables originalmente colocadas por oferta pública, siempre que la emisión sea suscripta e integrada por personas que se encuentren domiciliadas en el país o en países que no se encuentren incluidos en el listado de jurisdicciones no cooperantes a los fines de la transparencia fiscal. Asimismo, para garantizar la transparencia del proceso, establece la obligatoriedad de poner a disposición de la CNV la documentación que acredite la existencia de los valores negociables objeto del canje, demás acreencias, su estado, valor y registraciones contables, los esfuerzos de colocación y la adjudicación de los mismos en el marco del proceso de colocación. De igual modo, la Resolución 861/2020 determina las pautas a los fines de calcular el porcentaje máximo del 30% que podrán representar las nuevas obligaciones negociables integradas con obligaciones negociables privadas y/o créditos preexistentes.

Por otro lado, prevé que, en los casos en que la reestructuración se alcance a través de un acuerdo preventivo extrajudicial o concurso preventivo, el requisito de oferta pública se considere cumplido cuando las obligaciones negociables objeto de la reestructuración hubiesen sido colocadas por oferta pública en cumplimiento de la normativa aplicable. Por último, prevé la reducción del período de difusión de un (1) día hábil para el caso de emisiones dirigidas exclusivamente a inversores calificados, con excepción de las emisiones destinadas a la refinanciación de deudas sin oferta pública.

Resolución General CNV N° 923

Posteriormente, con fecha 4 de marzo de 2022, la CNV publicó la Resolución General N°923, mediante la cual deroga los artículos 6° y 6° BIS del Capítulo V del Título XVIII "Disposiciones Transitorias" del Texto Ordenado de las normas de la CNV. En este sentido, se elimina el cupo semanal de 50.000 valores nominales para la liquidación de títulos de deuda soberanos denominados en dólares bajo legislación local en moneda extranjera; y la concertación y liquidación de títulos de deuda soberanos denominados en dólares bajo legislación local en moneda extranjera no supondrá restricciones sobre otras operatorias en mercados regulados.

Resolución General CNV N° 939

Con fecha 24 de agosto de 2022, se aprobó la Resolución General CNV N°939, la cual determinó respecto a las asambleas a distancia que, entre otras cuestiones, deberán realizarse desde la sede social o el lugar que corresponda a la jurisdicción del domicilio social, debiendo garantizarse la posibilidad de participación en forma presencial por parte de los accionistas que así lo dispongan. Dicha resolución comenzó a regir a partir del 1° de enero de 2023.

Resolución General CNV N° 940

Con fecha 31 de agosto de 2022, la CNV incorporó una nueva Sección en el Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV a fin de incluir el "Régimen Simplificado y Garantizado para emisiones de obligaciones negociables con impacto social", que deberán cumplimentar las emisoras que se registren bajo este régimen para proceder a la emisión de Obligaciones Negociables de Bonos Sociales, cuando dichas emisiones se encuentren totalmente garantizadas y cuenten con una evaluación de impacto social.

María Agustina Montes
Delegada

Resolución General CNV N° 941

Con fecha 26 de octubre de 2022, la CNV aprobó en su Resolución General CNV N°941 incorporar a la normativa el tratamiento aplicable para las Emisoras que elaboren sus EEEF en moneda funcional extranjera y definan la política contable respecto a los "Otros Resultados Integrales" generados por las diferencias de conversión originadas en las cuentas de ganancias reservadas y resultados no asignados, en virtud de no estar previsto en las NIIF, con el objeto de establecer criterios uniformes. En esa línea adecuaron el cálculo de la reserva legal, así como el cómputo del límite del 20%, considerando las diferencias de conversión. Estas nuevas disposiciones se aplicarán en los estados contables correspondientes al primer cierre de ejercicio anual con posterioridad a la entrada en vigencia de dicha resolución.

Resolución General CNV N° 944

Con fecha 28 de diciembre de 2022, la CNV resuelve derogar el Capítulo XIV del TÍTULO XVIII de las normas de la CNV (N.T. 2013), y sustituye el artículo 9 de la Sección II del Capítulo II del Título XIII, en el cual incorpora ciertas reglas generales que serán de aplicación en todos los procedimientos sumariales en los que intervenga la CNV. Asimismo, incorpora normas respecto del procedimiento del proceso sumario, de las facultades del conductor, de la publicidad del proceso, entre otras.

Resolución General CNV N° 951

Con fecha 1 de marzo de 2023, la CNV sustituyó el artículo II del Capítulo V del Título VI de las normas de la CNV, mediante el cual establece como regla general que todas las operaciones se realizarán a través de los Sistemas Informáticos de Negociación autorizados por la Comisión, bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, y serán garantizadas por el Mercado y por la Cámara Compensadora en su caso. Asimismo, se sustituye la sección IXI del Capítulo V, la cual define a la figura de hacedor de mercado, y establece reglas generales para su actuación, y pautas mínimas para la reglamentación de los mercados.

Resolución General CNV N° 963

Con fecha 31 de mayo de 2023, la CNV sustituyó varios artículos de las normas vigentes relacionadas con la emisión de valores negociables en Argentina. Se establecen nuevos requisitos y lineamientos para la emisión de valores negociables temáticos y con impacto social en Argentina, así como modificaciones en la información que deben contener los prospectos y suplementos de prospecto, y los activos elegibles para los Fondos de Inversión.

Resolución General CNV N° 966

Con fecha 26 de junio de 2023, la CNV actualizó la definición de "Beneficiario Final", estableciendo que se entiende como la/s persona/s humana/s que posea/n como mínimo el 10 % del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o de cualquier otra estructura jurídica; y/o a la/s persona/s humana/s que por otros medios ejerza/n el control final, directo o indirecto, de las mismas, conforme lo dispuesto por el artículo 2° de la Resolución UIF N° 112/2021 y/o aquellas que en adelante la modifiquen, complementen o sustituyan.

Resolución General CNV N° 972

Con fecha 15 de agosto de 2023, la CNV modificó las Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación en los estados financieros para agregar 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

María Agustina Montes
Delegada

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° 974

Con fecha 1 de septiembre de 2023, la CNV incorporó nuevos trámites habilitados que deberán iniciarse y diligenciarse a través de la plataforma de Trámites a Distancia (TAD) del sistema de Gestión Documental Electrónica (GDE) a partir del 11 de septiembre de 2023, los cuales corresponden a autorizaciones cuya responsabilidad primaria se encuentra a cargo de la Gerencia de Emisoras del organismo.

Resolución General CNV N° 981

Con fecha 11 de octubre de 2023, la CNV estableció nuevas reglamentaciones y limitaciones para diversas operaciones en el mercado de capitales, distinguiendo las operaciones en función de si son realizadas por cuenta propia o por cuenta de terceros, en mercados nacionales o en mercados del exterior, y cuando se trata de Inversores Calificados nacionales o extranjeros. En particular, se establecieron deberes informativos respecto a las operaciones y clientes finales de las mismas, se fijaron montos máximos diarios para determinadas operaciones respecto a determinados Inversores Calificados, haciéndose foco en las operatorias previstas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del T.O.

Resolución General CNV N° 988

Con fecha 14 de diciembre de 2023, respecto al plazo de permanencia para la liquidación de títulos públicos, la CNV modificó los artículos 2°, 3° y 4° del Capítulo V del Título XVIII y derogó el artículo 6° BIS de ese mismo apartado. Entre las novedades, se destaca que a partir de esta fecha se reduce a un día hábil el plazo mínimo de tenencia en cartera para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, en cualquier jurisdicción y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, y para dar curso a transferencias a entidades depositarias del exterior de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional, cualquiera sea la ley de emisión de los mismos.

Resolución General CNV N° 990

Mediante la Resolución General 990 de fecha 5 de febrero de 2024, la CNV realizó una serie de modificaciones adicionales al Capítulo V del Título XVIII "Disposiciones transitorias" de las Normas de la CNV, de las cuales se destacan las siguientes: (1) 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; (2) se eleva 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; y (3) 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 CNV N° 993

Mediante la Resolución General N° 993, de fecha 22 de febrero de 2024, la CNV introduce modificaciones en los capítulos I, II y III del Título VI de las Normas de la CNV, mediante la cual se realizan adecuaciones en materia de gestión integral de riesgos, incluyendo divulgación de reglas y procedimientos internos, con vistas a mejorar la identificación, monitoreo,

María Agustina Montes
Delegada

mitigación y administración de estos. Se establece que los mercados y las cámaras compensadoras, cuando garanticen el cumplimiento de las operaciones autorizadas por la CNV desempeñando el rol y funciones de contraparte central, deben disponer de una estructura y mecanismos de buen gobierno tendientes a fomentar e implementar un marco de gestión integral de riesgos, con la finalidad de identificar y gestionar potenciales eventos que puedan impactar negativamente en las operaciones y servicios que prestan.

Para obtener más información sobre las políticas cambiarias de Argentina, debe consultar a su asesor legal y leer las reglas aplicables mencionadas aquí, incluidas sus enmiendas, que se pueden encontrar en los siguientes sitios web: www.infoleg.gov.ar, el sitio web del Banco Central: www.bcra.gov.ar, y la Página Web de la CNV, debiendo tenerse presente que las operaciones que no se ajusten a lo dispuesto en la normativa cambiaria estarán sujetas a la aplicación del régimen penal cambiario. La información contenida en estos sitios web no forma parte y no se considerará incorporada en el presente Prospecto.

PREVENCIÓN DE LAVADO DE ACTIVOS

El concepto de lavado de dinero se utiliza generalmente para referirse a operaciones que tienen el objeto de ingresar fondos de actividades delictivas en el sistema institucional y así transformar ganancias por actividades ilegales en activos de origen aparentemente lícito.

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

El Código Penal de la Nación define al lavado de activos como un delito que se comete cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un acto ilícito, con la consecuencia posible de que, el origen de los bienes originarios o los subrogantes, adquieran la apariencia de un origen lícito, y siempre que su valor supere la suma de \$ 300.000, sea en un sólo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El Código Penal de la Nación también sanciona a quien recibiere dinero u otros bienes de origen delictivo con el fin de hacerlos aplicar en una operación que les de la apariencia posible de un origen lícito.

Además como fuera mencionado, la Ley de Prevención de Lavado de Activos creó la UIF, que se encarga del análisis, tratamiento y la transmisión de información para prevenir e impedir (a) el lavado de activos originados de: (i) Delitos relacionados con el tráfico ilegal y la comercialización de narcóticos (Ley Nº 23.737); (ii) Delitos relacionados con el tráfico de armas (Ley Nº 22.415); (iii) Delitos relacionados con las actividades de una asociación ilícita según se define en el Artículo 210 bis del Código Penal; (iv) Los actos ilegales cometidos por asociaciones ilícitas (artículo 210 del Código Penal) organizados para cometer delitos con fines políticos o raciales; (v) Delitos de fraude contra la Administración Pública (Artículo 174, inciso 5 del Código Penal); (vi) Delito contra la Administración Pública en virtud de los Capítulos VI, VII, IX y IX bis del Título XI del Libro Segundo del Código Penal; (vii) Delitos de prostitución y pornografía infantil en virtud de los artículos 125, 125 bis, y 128 del Código Penal; (viii) Delitos de financiación del terrorismo (artículos 41 quinquies y 306 del Código Penal); (ix) Delitos de extorsión (artículo 168 del Código Penal); (x) Delitos tributarios, relativos a los recursos de la seguridad social y fiscales, previstos en la ley 24.769; y de (xi) Delitos relacionados con la trata de personas; y (b) el delito de financiación del terrorismo (artículos 41 quinquies y 306 del Código Penal).

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

María Agustina Montes
Delegada

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

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

En el ámbito del mercado de capitales, la UIF emitió la Resolución UIF N° 229/2011, reemplazada por la Resolución UIF N° 21/2018 y, esta última, a su vez modificada por las Resoluciones UIF N° 156/18, N° 18/19 y N° 117/19 (“Normativa de Lavado de Activos en el Ámbito del Mercado de Capitales”), que establecen ciertas medidas que los agentes autorizados por la CNV que intervienen en los procesos de colocación, intermediación y oferta pública de títulos valores (los “Sujetos Obligados” del Mercado de Capitales), deben observar para prevenir, detectar y reportar dentro de los plazos establecidos por la normativa los hechos, actos, operaciones u omisiones que puedan provenir de la comisión de los delitos de lavado de activos y financiación del terrorismo en el mercado de capitales. La Normativa de Lavado de Activos en el Ámbito del Mercado de Capitales establece pautas generales acerca de la identificación del cliente (incluyendo la distinción entre clientes habituales, ocasionales e inactivos), la información a requerir, la documentación a conservar y los procedimientos para detectar y reportar en los plazos establecidos por la normativa las operaciones sospechosas. Las principales obligaciones establecidas por la Normativa de Lavado de Activos en el Ámbito del Mercado de Capitales son las siguientes: a) la elaboración de un manual que establezca los mecanismos y procedimientos para la prevención del lavado de activos y financiación del terrorismo; b) la designación de un oficial de cumplimiento; c) la implementación de auditorías periódicas; d) la capacitación del personal; e) la implementación de medidas que permitan a los Sujetos Obligados del Mercado de Capitales consolidar electrónicamente las operaciones que realizan con los clientes, así como herramientas tecnológicas, que posibiliten analizar o monitorear distintas variables para identificar ciertos comportamientos y visualizar posibles operaciones sospechosas; f) la implementación de herramientas tecnológicas que permitan establecer de una manera eficaz los sistemas de control y prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo; y g) la elaboración de registros de análisis y gestión de riesgo de las operaciones inusuales detectadas y aquellas que por haber sido consideradas sospechosas hayan sido reportadas.

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

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

María Agustina Montes
Delegada

humanas o jurídicas vinculadas directa o indirectamente con estos, derogando parcialmente la Resolución UIF N° 140/12 sólo sobre tales sujetos, continuando vigentes las disposiciones de la misma para los restantes fideicomisos.

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

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

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

Por otra parte, en el marco del sistema voluntario de declaración bajo la amnistía impositiva argentina, la Ley 27.260 y su Decreto Reglamentario N° 895/16 (conjuntamente el "Régimen de Sinceramiento Fiscal") establecieron que la información exteriorizada voluntariamente podrá ser utilizada para la investigación y sanción de los delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Para ello, la UIF tiene la facultad de comunicar información a otras agencias de inteligencia públicas o investigaciones, en base a una resolución previa del presidente de la UIF y siempre que concurren indicios graves, precisos y concordantes de la comisión de los delitos de lavado de activos y/ o financiamiento del terrorismo. Del mismo modo, la AFIP permanece obligada a reportar a la UIF las operaciones sospechosas que detectare en el marco del Régimen de Sinceramiento Fiscal y a aportarle toda la información que esta requiriera, no pudiendo oponer el secreto fiscal.

En noviembre de 2018, la UIF aprobó la Resolución N° 134/2018, que actualiza la lista de personas consideradas "expuestas políticamente" ("PEP") en Argentina, teniendo en cuenta las funciones que desempeñaron en el presente o en el pasado, y su relación por cercanía o afinidad con terceros que desempeñan o han desempeñado dichas funciones. Asimismo, durante el año 2023 la UIF emitió la Resolución 35/23, modificando nuevamente la nómina de PEP y estableciendo que una vez cumplido el plazo de los 2 años establecidos para el mantenimiento de la vigencia de la condición de PEP, el Sujeto Obligado tendrá que evaluar el nivel de riesgo del cliente o beneficiario final tomando en consideración la relevancia de la función desempeñada.

Asimismo, se indica que la declaración jurada mediante la cual se requiere a los clientes que manifiesten si revisten o no la condición de PEP, deberá ser suscripto no sólo al momento del inicio de la relación comercial, sino también al momento de cambiar la condición de PEP (sea que empiece a revestir tal carácter o deje de serlo).

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

Por su parte, el 14 de noviembre de 2019, mediante la Resolución General N° 816, la CNV adecuó la normativa relativa a prevención del lavado de dinero y financiación del terrorismo, con la finalidad de incluir los nuevos sujetos obligados contemplados en la Ley de Prevención de Lavado de Activos y en la Normativa de Lavado de Activos en el Ámbito del Mercado de Capitales. Entre los nuevos sujetos obligados se incluyeron las plataformas de financiamiento colectivo, los

María Agustina Montes
Delegada

agentes asesores globales de inversión y las personas humanas o jurídicas que actúen en la colocación de fondos comunes de inversión o de otros productos de inversión colectiva.

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

Con fecha 21 de octubre de 2021, la UIF emitió la Resolución N° 112/2021, mediante la cual establece las medidas y procedimientos que los sujetos obligados enumerados en el artículo 20 de la Ley de Prevención de Lavado de Activos, deberán observar para identificar al beneficiario final del cliente del que se trate. En este sentido, dicha Resolución 112/2021 estableció que será considerado beneficiario final a la persona humana que posea como mínimo el 10 % del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o de cualquier otra estructura jurídica; y/o a la persona humana que por otros medios ejerza el control final de las mismas.

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

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

Por su parte, la Resolución UIF 61/2023 del 14 de abril de 2023, aprobó el "Procedimiento de supervisión basado en riesgos de la Unidad de Información Financiera", el cual incorpora un procedimiento de monitoreo a efectos de controlar el cumplimiento por parte de los Sujetos Obligados de las obligaciones para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de LA/FT y a los fines de evitar el riesgo de ser utilizados por terceros con objetivos criminales de LA/FT. Dicho procedimiento implica un sustancial cambio respecto de la regulación anterior dado que apunta a la observación continua y el seguimiento permanente de los Sujetos Obligados alcanzados por este procedimiento.

Por su parte, el 26 de junio de 2023, mediante la Resolución General N° 966, la CNV actualizó el artículo 8° de la Sección IV del Título XI de las Normas de la CNV, modificando la definición de Beneficiario/a Final, a los fines de adaptar la normativa del organismo a la emitida por la UIF (particularmente, a la Resolución UIF N° 112/2021), como así también a otras disposiciones normativas a las que se hace referencia.

Por otro lado, el 14 de julio de 2023 se publicó la Resolución N° 126/2023, la cual deja sin efecto la Resolución N° 28/2018 a partir del 1 de septiembre del mismo año, en la cual se modifican los requisitos mínimos para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de LA/FT que los sujetos obligados incluidos en el artículo 20 incisos 8 y 16 de la Ley de Prevención del Lavado de Activos deberán adoptar y aplicar de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, a los fines de evitar el riesgo de ser utilizados por terceros con objetivos criminales de LA/FT.

María Agustina Montes
Delegada

Posteriormente, el 1 de septiembre de 2023 se publicó la Resolución N° 169/2023, conforme fuera adecuada por la Resolución N° 177/2023, estableciendo nuevos requisitos mínimos para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de LA/FT que las sociedades de capitalización, de ahorro, de ahorro y préstamo, de economía, de constitución de capitales u otra determinación similar o equivalente, que requieran bajo cualquier forma dinero o valores al público con la promesa de adjudicación o entrega de bienes, prestaciones de servicios o beneficios futuros, comprendidas en el artículo 9° de la Ley N° 22.315, deberán adoptar y aplicar, de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, a los fines de evitar el riesgo de ser utilizados por terceros con objetivos criminales de LA/FT.

El 8 de enero de 2024, se publicó la Resolución UIF N° 1/2023, estableciendo nuevos requisitos mínimos para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de LA/FT que los Sujetos Obligados incluidos en el artículo 20 incisos 2 y 11 de la Ley N°25.246, deberán adoptar y aplicar, de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, a los fines de evitar el riesgo de ser utilizados por terceros con objetivos criminales de LA/FT.

Finalmente, también con fecha 8 de enero de 2024, se publicó la Resolución UIF N° 2/2023 que establece los requisitos mínimos para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de LA/FT que los Sujetos Obligados incluidos en el artículo 20 inciso 10 de la Ley N°25.246 deberán adoptar y aplicar, de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, a los fines de evitar el riesgo de ser utilizados por terceros con objetivos criminales de LA/FT.

Para un análisis extensivo del régimen de prevención de lavado de activos vigente a la fecha de este Prospecto, los inversores deberán consultar con su asesor legal y leer el Título XIII, Libro 2, del Código Penal de la Nación y las regulaciones emitidas por la UIF, la CNV y el Banco Central en su totalidad. A tales efectos, las partes interesadas pueden visitar los sitios de internet del Ministerio de Economía, <https://www.argentina.gob.ar/economia>, de la Secretaría de Finanzas: <https://www.argentina.gob.ar/economia/finanzas>, www.infoleg.gov.ar, de la UIF: <https://www.argentina.gob.ar/uif>, de la CNV: <https://www.argentina.gob.ar/cnv> o del Banco Central, www.bcra.gov.ar. La información contenida en estos sitios web no forma parte del presente Prospecto.

LEY DE RESPONSABILIDAD PENAL EMPRESARIA

La Ley de Responsabilidad Empresaria establece un régimen de responsabilidad penal para las personas jurídicas por delitos cometidos contra la administración pública y el cohecho trasnacional que hubieren sido realizados directa o indirectamente en su nombre, representación o interés y de los que pudiera resultar beneficiada, cuando la comisión del delito fuere consecuencia de un control o supervisión inefectivos por parte de dicha persona jurídica. Posteriormente, se establecieron lineamientos para el mejor cumplimiento de lo establecido en dicha ley, incluyéndose un “Programa de Integridad”, el que comprende un conjunto de acciones, mecanismos y procedimientos internos de promoción de la integridad, supervisión y control orientados a prevenir, detectar y corregir irregularidades y actos ilícitos. Se exige que el mencionado programa de cada sociedad debe guardar relación con los riesgos propios de la actividad que dicha persona jurídica realiza, su dimensión y capacidad económica.

Al respecto, la Compañía se encuentra en cumplimiento de las disposiciones de la Ley de Responsabilidad Empresaria, contando con un alto standard de Gobierno Corporativo acorde a los riesgos propios de su actividad, dimensión y capacidad económica. Previo a la sanción de la Ley de Responsabilidad Empresaria ya contaba con casi la totalidad de las exigencias del Programa de Integridad descrito por dicha ley. La Compañía cumple con cada punto del Programa de Integridad, tanto aquellos que son obligatorios como optativos.

María Agustina Montes
Delegada

CARGA TRIBUTARIA

Generalidades

La siguiente descripción se basa en las leyes tributarias de Argentina en vigencia a la fecha de este Prospecto y está sujeta a cualquier modificación legislativa que pudiera aplicarse en el futuro. Las consideraciones que siguen no importan un consejo u opinión legal respecto de las transacciones que puedan realizar los suscriptores de las Obligaciones Negociables, sino una breve descripción de ciertos aspectos del sistema impositivo argentino vinculado con la emisión de obligaciones negociables y la disposición de acciones.

Se recomienda a los interesados consultar a sus propios asesores impositivos acerca de las consecuencias de participar en la oferta y en la conversión de las Obligaciones Negociables teniendo en cuenta situaciones particulares no previstas en esta descripción, en especial las que puedan tener relación con reformas tributarias que se establezcan a futuro o que se encuentren en discusión parlamentaria a la fecha de la emisión de las Obligaciones Negociables y que puedan generar un impacto a futuro, como así también con las leyes tributarias de su país de residencia.

La Argentina tiene celebrados aproximadamente una veintena de tratados impositivos con diversos países a fin de evitar la duplicación de impuestos sobre la renta y el patrimonio. En caso de que, algún inversor resida en uno de los países con convenio, sus normas serán aplicables antes que la normativa local argentina, excepto que esta última ofrezca tratamiento más favorable que el previsto convencionalmente.

No obstante que la descripción que sigue se ampara en una interpretación razonable de las normas vigentes, no puede asegurarse que las autoridades de aplicación o los tribunales concuerden con todos y cada uno de los comentarios aquí efectuados. Los compradores potenciales de las Obligaciones Negociables deben consultar a sus asesores impositivos en lo que respecta a las consecuencias impositivas aplicables de acuerdo con sus situaciones particulares derivadas de la adquisición, tenencia y disposición de las Obligaciones Negociables.

Impuesto a las ganancias

a) Entidades Argentinas

Las sociedades y entidades constituidas en Argentina, ciertos comerciantes e intermediarios, sucursales locales de entidades extranjeras, propietarios e individuos que realicen ciertas actividades comerciales en Argentina (las “Entidades Argentinas”) tenedoras de Obligaciones Negociables que obtengan intereses y/o resultados por compraventa, cambio, permuta o disposición de obligaciones negociables están alcanzados por el impuesto a las ganancias. La Ley N° 27.430 (la “Reforma Tributaria”), introdujo significativas modificaciones, entre las que se puede mencionar una reducción de la alícuota aplicable a las sociedades de capital del 30% para ejercicios fiscales que se inicien a partir del primero de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, y del 25% para ejercicios fiscales que se inicien a partir del primero de enero de 2020, inclusive. Además, se previó una retención adicional al momento en que dichas sociedades distribuyan dividendos o utilidades.

La entrada en vigencia de la alícuota aplicable a las sociedades de capital del 25% ha sido diferida para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del primero de enero 2021 inclusive, por disposición de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva.

No obstante, con fecha 16 de junio de 2021 fue publicada en el BO la Ley 27.630 que modifica la alícuota del impuesto a las ganancias con vigencia para los ejercicios fiscales o años fiscales iniciados a partir del primero de enero de 2021 inclusive. La modificación establece un sistema escalonado de alícuotas en tres segmentos y un impuesto fijo de acuerdo con el nivel de ganancia neta imponible acumulada: un primer escalón del 25% para ganancias netas acumuladas de hasta \$5 millones; el segundo escalón para ganancias netas acumuladas de entre \$5 y \$50 millones, un impuesto fijo de \$1,25 millones más el 30% sobre el excedente de \$5 millones; y un último segmento para ganancias netas acumuladas superiores a \$50 millones, un impuesto fijo de \$14,75 millones más el 35% sobre el excedente de \$50 millones. El monto

María Agustina Montes
Delegada

de las ganancias netas acumuladas se ajustará anualmente, a partir del primero de enero de 2022, considerando la variación anual del IPC que suministre el INDEC.

Por lo tanto, los ejercicios fiscales siguientes a 2021, serán sometidos a la actualización de los parámetros descritos por el método mencionado anteriormente, de acuerdo con las normativas fiscales vigentes.

La ganancia bruta por la enajenación de las Obligaciones Negociables realizada por las Entidades Argentinas se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición, que se determinará de conformidad con los lineamientos de la Ley N° 20.628 del Impuesto a las Ganancias, texto ordenado según el Decreto 824/2019 (la "Ley de Impuesto a las Ganancias").

A través de la Resolución General AFIP N° 4219/2018 se dispuso que los pagos a sujetos residentes de intereses por obligaciones negociables se encuentran sometidos al régimen de retención local (Resolución General N° 830).

b) Personas humanas residentes en Argentina y sucesiones indivisas radicadas en Argentina

Para el caso de las personas humanas y sucesiones indivisas residentes, las ganancias de fuente argentina que se obtengan de intereses de las obligaciones negociables y de resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta o disposición, se encontrarán exentos del impuesto a las ganancias en virtud de lo dispuesto por el artículo 33 y 34 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y del inciso h) y u) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

De acuerdo al último párrafo del inciso u) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, la exención respecto de los valores alcanzados por el artículo 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, se aplicará en la medida que dichos valores coticen en bolsas o mercados autorizados por la CNV.

Asimismo, cabe mencionar que la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva reestableció la vigencia de los incisos 3 y 4 del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, que habían sido derogados por el artículo 81 de la Reforma Tributaria. En virtud de dichos incisos del artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, estarán exentos de impuesto a las ganancias los resultados provenientes de la compraventa, cambio, permuta, conversión y disposición de las obligaciones negociables, así como los intereses, actualizaciones y ajustes de capital originados en las obligaciones negociables. De conformidad con el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables la exención dependerá del cumplimiento de las siguientes condiciones (las "Condiciones del Artículo 36"):

(a) que las Obligaciones Negociables sean colocadas por oferta pública autorizada por la CNV en cumplimiento de la Ley de Mercado de Capitales y las Normas de la CNV;

(b) que los fondos obtenidos mediante la colocación de las Obligaciones Negociables, sean aplicados a uno o más de los siguientes destinos (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (ii) integración de capital de trabajo a ser utilizado en Argentina, (iii) refinanciación de pasivos, (iv) adquisición de fondos de comercio situados en Argentina, (v) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Compañía, y/o (vi) adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados; y

(c) la Compañía acredite ante la CNV, en el tiempo, forma y condiciones determinados por ésta, que los fondos obtenidos fueron invertidos de acuerdo al plan aprobado.

Si la Compañía no cumple con las Condiciones del Artículo 36 con posterioridad a la emisión, el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que decaen los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en esa ley y, por ende, la Emisora debería tributar, en concepto de impuesto a las ganancias, la tasa máxima prevista en el artículo 94 de la Ley de Impuesto a las Ganancias sobre el total de la renta devengada a favor de los inversores. En este caso, los tenedores de Obligaciones Negociables deberían recibir el monto total de intereses correspondientes a dichos títulos

María Agustina Montes
Delegada

como si no se hubiesen gravado con ningún impuesto. La Emisora realizará lo posible por cumplir con las Condiciones del Artículo 36. La AFIP reglamentó mediante la Resolución General N° 1516/2003, modificada por la Resolución General N° 1578/2003, el mecanismo de ingreso del Impuesto a las Ganancias por parte de la Emisora en el supuesto en que se entienda incumplido alguno de los requisitos del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

De acuerdo con la Resolución General (AFIP) N° 4.298/2018, a partir del 1 de enero de 2019, los agentes de liquidación y compensación registrados en la CNV y las sociedades depositarias de fondos comunes de inversión deberán actuar como agentes de información respecto de las compras y ventas de títulos valores públicos o privados negociados en Argentina.

Asimismo, por medio de la Resolución General (AFIP) N° 4.395/2019, y con el objetivo de ayudar a cumplir con el impuesto cedular que aplica sobre los ingresos por transacciones financieras, la AFIP puso a disposición en su sitio web, a través del servicio “Nuestra Parte”, accesible con contraseña fiscal (Clave Fiscal), la información que AFIP tiene sobre el contribuyente respecto a los depósitos a plazo y transacciones realizadas con bonos públicos, pagarés, cuotas de fondos de inversión, certificados de deuda de fideicomisos financieros o contratos similares, bonos y otros valores, para cada ejercicio.

c) Beneficiarios del Exterior

Los intereses y las ganancias de capital obtenidas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables que obtienen los beneficiarios del exterior (comprendidos en el Título V de la Ley de Impuesto a las Ganancias, que se refiere a personas humanas, sucesiones indivisas o personas jurídicas residentes en el extranjero que obtengan una renta de fuente argentina) (“Beneficiarios del Exterior”), se encuentran exentos del impuesto a las ganancias en virtud de lo dispuesto por el inciso u) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, en la medida en que: (i) las obligaciones negociables sean emitidas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables (de acuerdo a las Condiciones del Artículo 36); y (ii) siempre que tales beneficiarios no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes (como se explicará más adelante).

Si la Compañía no cumple con las Condiciones del Artículo 36, el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que decaen los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en esa ley y, por ende, la Emisora debería tributar, en concepto de impuesto a las ganancias, la tasa máxima prevista en el artículo 94 de la Ley de Impuesto a las Ganancias sobre el total de la renta devengada a favor de los inversores. En este caso, los tenedores de Obligaciones Negociables deberían recibir el monto total de intereses correspondientes a dichos títulos como si no se hubiesen gravado con ningún impuesto. La Emisora realizará lo posible por cumplir con las Condiciones del Artículo 36. La AFIP reglamentó mediante la Resolución General N° 1516/2003, modificada por la Resolución General N° 1578/2003, el mecanismo de ingreso del Impuesto a las Ganancias por parte de la Emisora en el supuesto en que se entienda incumplido alguno de los requisitos del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables.

Si los Beneficiarios del Exterior residen en y/o los fondos invertidos provienen de “jurisdicciones no cooperantes” (conforme la definición abajo), los intereses y las ganancias derivadas de la enajenación de las Obligaciones Negociables, estarán siempre sujetos a retención de impuesto a las ganancias, no siendo relevante si se cumplen o no las Condiciones del Artículo 36.

Si el interés no estuviera exento, porque el inversor reside y/o los fondos invertidos provienen de una “jurisdicción no cooperante”, la tasa efectiva de retención sería: (i) 15,05% si el Beneficiario del Exterior es una entidad bancaria o financiera, bajo supervisión del respectivo banco central u organismo equivalente en su jurisdicción, radicada en jurisdicciones no consideradas “de nula o baja tributación” (definidas en la Ley de Impuesto a las Ganancias como aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al 15%) o en jurisdicciones que hayan suscripto con la República Argentina convenios de intercambio de información y además que por, aplicación de sus normas internas no pueda alegarse secreto bancario, bursátil o de otro tipo, ante el pedido de información del respectivo fisco; o (ii) 35% en el resto de los casos.

María Agustina Montes
Delegada

Las ganancias de capital obtenidas por un inversor que reside y/o que los fondos invertidos provienen de una “jurisdicción no cooperante” por la enajenación de las Obligaciones Negociables, la tasa del impuesto a las ganancias aplicable será del 35% sobre la presunción de ganancia neta sujeta a impuesto prevista en el artículo 104 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

De acuerdo con la Resolución General (AFIP) N° 4.227/2018, en caso que la exención no aplicara, el sujeto pagador argentino deberá actuar como agente de retención sobre los intereses, mientras que en el caso de las ganancias de capital derivadas de la enajenación de las Obligaciones Negociables, cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior y el adquirente sea un sujeto residente en Argentina, este último deberá actuar como agente de retención e ingresar el impuesto. En cambio, cuando la titularidad de las Obligaciones Negociables corresponda a un sujeto del exterior y el adquirente sea también una persona humana o entidad del exterior, el ingreso del impuesto estará a cargo de los Beneficiarios del Exterior a través de su representante legal domiciliado en Argentina. En los casos en que las operaciones se efectúen entre Beneficiarios del Exterior y el enajenante no posea un representante legal domiciliado en Argentina, el impuesto deberá ser ingresado directamente por el sujeto enajenante.

La Ley de Impuesto a las Ganancias define por “jurisdicciones no cooperantes” 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, se considerarán como no cooperantes aquellos países que teniendo firmado un acuerdo no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Cabe resaltar que el Poder Ejecutivo elaboró un listado de jurisdicciones no cooperantes contenido en el artículo 24 del Decreto Reglamentario N° 862/2019. Este listado podría ser modificado, en atención a la experiencia en cooperación fiscal internacional, por lo que se recomienda a los potenciales inversores consultar con sus asesores.

Cuando los tenedores de las Obligaciones Negociables sean Beneficiarios del Exterior, no regirá lo dispuesto en los artículos 28 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y 106 de la Ley N° 11.683 de Procedimiento Tributario que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del impuesto a las ganancias a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Por último, con fecha 30 de diciembre de 2021, la CNV publicó la Resolución General 917/2021, reglamentando el Decreto 621/2021 de fecha 16 de septiembre de 2021 y estableciendo los requisitos que deberán cumplimentar los instrumentos financieros que se liquiden en moneda nacional para gozar de las exenciones previstas en la Ley 27.638, la cual tiene por objeto promover integralmente el ahorro en pesos y eliminar la discriminación tributaria que tenían ciertos instrumentos financieros. Se implementa un régimen de información estableciendo quienes son los sujetos obligados a cumplimentarlo, así como la forma y el plazo en que deberá ser remitida la información, con el objeto de que sean identificables para el inversor aquellos instrumentos que cumplen con los requisitos para gozar de las exenciones establecidas en la Ley 27.638 y de poner a disposición de la AFIP aquella información que dicha Administración Federal requiere en el cumplimiento de sus competencias.

En la medida que así lo exija la normativa aplicable, para aquellas futuras emisiones a realizarse bajo el presente Programa, la Emisora manifestará si las mismas cumplen con los requisitos establecidos en el Decreto 621/2021.

Adicionalmente, se recomienda a los potenciales inversores consultar a sus propios asesores impositivos acerca de las consecuencias de participar en la oferta de las Obligaciones Negociables teniendo en cuenta situaciones particulares no previstas por el presente Prospecto, en especial las que puedan tener relación con las leyes tributarias de su país de residencia.

Por medio de la Ley N° 27.702, publicada en el Boletín Oficial con fecha 30/11/2022, se prorroga hasta el 31 de diciembre de 2027, la vigencia del Impuesto a las Ganancias, del Impuesto sobre los Bienes Personales y del Impuesto a los Débitos y Créditos en cuentas bancarias.

María Agustina Montes
Delegada

Impuesto sobre los bienes personales

Las personas humanas residentes en Argentina (de conformidad con el artículo 116 de la Ley del Impuesto a las Ganancias) y en el extranjero, y las sucesiones indivisas radicadas en Argentina y en el extranjero, deben incluir los títulos, tales como las Obligaciones Negociables, a fin de determinar su responsabilidad fiscal correspondiente al impuesto sobre los bienes personales (el “Impuesto sobre los Bienes Personales” o “IBP”).

En el caso de personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina, el IBP grava ciertos activos ubicados en el país (incluyendo las Obligaciones Negociables) y en el exterior, existentes al 31 de diciembre de cada año. El impuesto establece un mínimo no imponible y una escala progresiva del impuesto para bienes en el país y bienes en el exterior.

Por medio de la Ley N° 27.667 y el Decreto N° 912/2021, ambos publicados en el Boletín Oficial del 31/12/2021, se incorporó un artículo que prevé la actualización automática y anual del mínimo no imponible y de las escalas del impuesto en base a la variación del Índice de Precios al Consumidor Nivel General (IPC) que suministre el Instituto de Estadística y Censos. A partir del período fiscal 2022 y siguientes, el monto del mínimo no imponible y de las escalas para bienes del país y bienes del exterior se ajustarán anualmente por el coeficiente que surja de la variación anual del Índice de Precios al Consumidor Nivel General (IPC) que suministre el Instituto de Estadística y Censos, operada entre los meses de octubre del año anterior al período fiscal de que se trata y octubre del período fiscal del ajuste.

Por su parte, para la determinación del impuesto de los bienes situados en el exterior, cuando el valor de los mismos exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país, se establece un incremento de alícuotas al 0,70%, 1,20%, 1,80% y 2,25% respectivamente, para cada tramo de la escala del impuesto para bienes en el país.

Dicho incremento de alícuota para bienes situados en el exterior no resultará aplicable en caso de producirse la repatriación de activos financieros que representen (i) no menos del 5% del valor del total de bienes situados en el exterior; (ii) cuando dicha repatriación se hubiera efectuado hasta el 31 de marzo del año inmediato siguiente al año fiscal de liquidación, y (iii) en la medida que se cumplan ciertas condiciones de permanencia de acuerdo a lo dispuesto por la reglamentación.

Los sujetos del IBP podrán computar como pago a cuenta las sumas efectivamente pagadas en el exterior por gravámenes similares al presente que consideren como base imponible el patrimonio o los bienes en forma global. Dicho crédito sólo podrá computarse hasta el incremento de la obligación fiscal originado por la incorporación de los bienes situados con carácter permanente en el exterior, computándose en primer término contra el impuesto que resulte de aplicar la escala sobre el valor total de los bienes, y el remanente no computado podrá ser utilizado contra el gravamen determinado por aplicación de las alícuotas previstas para los bienes situados en el exterior.

El IBP se aplica sobre el valor de mercado de los títulos valores cuando estos cotizan al 31 de diciembre de cada año calendario, o los costos de adquisición más intereses devengados en el caso de títulos valores sin oferta pública.

Si bien los títulos, tales como las Obligaciones Negociables, de propiedad de personas humanas residentes o sucesiones indivisas radicadas fuera de Argentina respecto de los cuales no exista un responsable sustituto en Argentina (el Artículo 26 de la Ley de IBP lo define como un sujeto residente en Argentina que tenga la tenencia, disposición, custodio o depósito) estarían técnicamente sujetos al IBP de acuerdo con las disposiciones del Decreto N° 127/96, no se ha establecido ningún procedimiento para la recaudación de dicho impuesto en relación con tales títulos. Conforme al párrafo tercero del Artículo 26 de la Ley de IBP el sistema de responsable sustituto no se aplica a las Obligaciones Negociables.

La ley del IBP presume en algunos casos, sin admitir prueba en contrario, que las obligaciones negociables emitidas bajo la Ley de Obligaciones Negociables pertenecen a personas humanas o sucesiones indivisas del país y por lo tanto sujetas al IBP. Por ejemplo, cuando el titular directo de las Obligaciones Negociables corresponda a determinadas sociedades, empresas, establecimientos permanentes, patrimonios de afectación o explotaciones, (i) domiciliados o en su caso radicados o ubicados en el exterior, en países que no apliquen regímenes de nominatividad de títulos valores privados; y

María Agustina Montes
Delegada

(ii) que en virtud de su naturaleza jurídica o sus estatutos (a) su actividad principal consista en la realización de inversiones fuera de su país de constitución y/o (b) no puedan realizar ciertas actividades en su propio país o realizar ciertas inversiones permitidas conforme a las leyes de dicho país (específicamente; sociedades off-shore que no sean compañías de seguro, fondos abiertos de inversión, fondos de pensión o entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén constituidas o radicadas en países en los que sus bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Bancos de Basilea) se considerarán propiedad de personas físicas residentes en la Argentina o sucesiones indivisas radicadas en el país; por lo tanto, sin perjuicio de lo que se menciona en los dos párrafos siguientes, tales títulos estarán sujetos al IBP.

En dichos casos la ley impone al emisor privado argentino (que actúa como obligado sustituto del pago del impuesto, el "Obligado Sustituto") la obligación de pagar el IBP. El Decreto N° 127/96 así como la Resolución General (AFIP) N° 2151/2006, establecen que el Obligado Sustituto y, por tanto, el obligado al ingreso del impuesto, a través de un pago único y definitivo, será la entidad emisora de dichos títulos. El IBP también autoriza al Obligado Sustituto a recobrar el monto pagado, sin limitación, mediante una retención o la ejecución de los bienes que originaron dicho pago.

La presunción legal precedente no se aplica a las siguientes personas jurídicas extranjeras que posean la titularidad directa de dichos bienes: (i) compañías de seguros; (ii) fondos de inversión abiertos; (iii) fondos de pensión; y (iv) bancos o instituciones financieras cuya casa matriz se encuentre ubicada en un país cuyo Banco Central o autoridad equivalente haya adoptado los estándares internacionales de supervisión establecidos por el Comité de Basilea.

Sin perjuicio de lo precedente, el Decreto N° 988/2003, establece que dicha presunción legal no resultará aplicable a acciones y títulos de deudas privados cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en mercados 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 deberá mantener en sus registros una copia debidamente certificada de la resolución de la CNV en la que se autoriza la oferta pública de las acciones o títulos de deuda privados y evidencia que acredite que dicho certificado o autorización estaba en vigencia el 31 de diciembre del año en que se originó la obligación tributaria según lo exige la Resolución General (AFIP) N° 2.151/2006. En caso de que, el Estado Nacional considere que no se cuenta con la documentación que acredita la autorización de la CNV y su negociación en mercados de valores ubicadas en Argentina o en el exterior, la Sociedad será responsable del ingreso del IBP.

Asimismo, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley N° 26.452, los fiduciarios de los fideicomisos no financieros tienen la obligación de considerar el valor de los bienes integrantes del fondo (incluidas las Obligaciones Negociables) a los fines de ingresar el IBP correspondiente.

La Ley N° 27.638 publicada el 04 de agosto de 2021 en el Boletín Oficial, y reglamentada por el Decreto 621/2021 publicado el 23 de septiembre de 2021 en el Boletín Oficial, establece con vigencia a partir del período fiscal 2021 y siguientes, una exención en el Impuesto sobre los Bienes Personales para aquellas obligaciones negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con los requisitos del artículo 36 de la Ley 23.576 y sus modificatorias. Asimismo se exime a las cuotapartes de fondos comunes de inversión comprendidos en el artículo 1º de la ley 24.083 y sus modificatorias, y los certificados de participación y valores representativos de deuda fiduciaria de fideicomisos financieros constituidos en los términos del Código Civil y Comercial de la Nación, que hubiesen sido colocados por oferta pública con autorización de la Comisión Nacional de Valores, y cuyo activo subyacente principal esté integrado en al menos un 75% con inversiones en las mencionadas obligaciones negociables emitidas en moneda nacional.

Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria ("Impuesto PAIS")

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, creó un impuesto del 30% con carácter de emergencia y por un plazo de cinco períodos fiscales, aplicable sobre la compra de divisas y otras operaciones cambiarias realizadas por personas humanas y personas jurídicas residentes en Argentina.

María Agustina Montes
Delegada

Los potenciales inversores de las Obligaciones Negociables deberán consultar a sus propios asesores impositivos acerca de los efectos del mencionado impuesto de acuerdo a sus circunstancias particulares.

Impuesto al valor agregado

En tanto se cumplan las Condiciones del Artículo 36, las operaciones financieras y operaciones relacionadas con la emisión, suscripción, colocación, compra, transferencia, amortización, pago de capital y/o intereses o rescate de las Obligaciones Negociables estarán exentas de cualquier impuesto al valor agregado en Argentina. Según lo previsto en el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables, si la emisora no cumpliera las Condiciones del Artículo 36, ésta será responsable por el pago de cualquiera de los impuestos resultantes.

De conformidad con el Decreto N° 280/97, la Ley N° 23.349 y sus modificaciones (la "Ley de Impuesto al Valor Agregado"), la transferencia de las Obligaciones Negociables se encuentra exenta (art. 7 inciso b) del impuesto al valor agregado aun cuando no se reúnan las Condiciones del Artículo 36.

Impuestos a los Débitos y Créditos en cuentas bancarias

La Ley N° 25.413 (B.O. del 26 de marzo de 2001), con sus enmiendas y reglamentaciones, establece, con ciertas excepciones, un impuesto que grava los débitos y créditos que se efectúen en cuentas corrientes bancarias mantenidas en entidades financieras radicadas en Argentina, sobre operatorias efectuadas por las mencionadas entidades en las que sus ordenantes o beneficiarios no utilicen las mencionadas cuentas y sobre los movimientos de fondos propios o de terceros, aun en efectivo, que se efectúen por fuera de las referidas instituciones financieras, y con los alcances que surgen de la Ley N° 25.413 y las normas que la reglamentan. La Resolución General (AFIP) N° 2.111/06 establece que el movimiento de fondos propios o de terceros, en el ejercicio de actividades económicas, son aquellos que se efectúan a través de un sistema organizado de pagos reemplazando el uso de las cuentas bancarias alcanzadas por el gravamen.

La alícuota general es del 0,6% por cada débito y crédito, sin embargo, en algunos casos particulares la alícuota se incrementa a 1,2% y también son de aplicación alícuotas reducidas del 0,5%, 0,25%, 0,1%, 0,075% y 0,05%.

Existen ciertas excepciones a la aplicación del tributo, entre ellas, se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación "A" 3250 del BCRA) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país (véase Artículo 10, inciso (s) del anexo al Decreto 380/2001).

En caso de que los tenedores reciban pagos en cuentas bancarias locales, el mencionado impuesto resultará aplicable.

En general, las entidades financieras intervinientes actúan como agentes de percepción y liquidación del gravamen.

Conforme al Decreto N° 534/2004, el 34% del impuesto pagado sobre los créditos a la alícuota del 0,6% y el 17% del impuesto pagado a la alícuota del 1,2% puede utilizarse como crédito contra el Impuesto a las Ganancias y la contribución especial sobre el capital de las cooperativas. El remanente no compensado no podrá ser objeto, bajo ninguna circunstancia, de compensación con otros gravámenes a cargo del contribuyente o de solicitudes de reintegro o transferencia a favor de terceros, pudiendo trasladarse, hasta su agotamiento, a otros períodos fiscales de los citados tributos. El importe computado como crédito de impuesto no podrá ser deducido a los efectos de la determinación del Impuesto a las Ganancias.

Cabe señalar que la Ley N° 27.432 prorrogó este impuesto hasta el 31 de diciembre del 2022, inclusive. A su vez, dicha norma estableció que el Poder Ejecutivo podrá disponer que el porcentaje del impuesto previsto en la Ley N° 25.413 y sus modificaciones que a la fecha de entrada en vigencia de esta ley (es decir, el 30 de diciembre de 2017) no resulte computable como pago a cuenta del impuesto a las ganancias (66%), se reduzca progresivamente hasta un 20% por año a partir del 1° de enero de 2018, pudiendo establecerse que, en 2022, se pueda acreditar el 100% contra dichos impuestos. Sin embargo, este beneficio todavía no fue reglamentado.

María Agustina Montes
Delegada

En noviembre de 2022, la Ley 27.702 prorrogó este impuesto hasta el 31 de diciembre de 2027.

De acuerdo con el Decreto N° 409/2018, vigente para los períodos fiscales iniciados el 1 de enero de 2018, el 33% del impuesto pagado sobre los créditos y débitos gravados con la alícuota del 0,6% podrá computarse como crédito del impuesto a las ganancias, así como también de la contribución especial sobre el capital de las cooperativas. El monto excedente no podrá ser compensado con otros impuestos ni transferido a favor de terceros, solamente podrá ser trasladado hasta su agotamiento, a otros períodos económicos de los citados impuestos.

También resulta computable el 33% sobre las operaciones alcanzadas a una tasa del 1,2%. En caso de que, las operaciones se encuentren alcanzadas a una alícuota menor, el cómputo se reduce al 20%.

La Ley N° 27.264 y el Decreto N° 1.101 del 17 de octubre de 2016, han establecido que el impuesto sobre los créditos y débitos en cuentas bancarias y otras operatorias, establecido por la ley de N° 25.413 y sus modificaciones, que hubiese sido efectivamente ingresado, podrá ser computado en un 100% como pago a cuenta del impuesto a las ganancias por las empresas que sean consideradas “micro” y “pequeñas” y en un 50% por las industrias manufactureras consideradas “medianas —tramo 1—” en los términos del artículo 1° de la Ley N° 25.300 y sus normas complementarias. A efectos de usufructuar el beneficio se deberá cumplimentar las previsiones dispuestas en la RG (AFIP) N° 3946/2016.

Es importante destacar que la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva estableció que la alícuota, para el caso de extracciones en efectivo de acuerdo al artículo 1 de la Ley N° 25.413 y sus modificatorias, será del doble, salvo que los titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistieran la calidad de Micro y Pequeñas Empresas en los términos del artículo 2 de la Ley N° 24.467, sus modificatorias y demás normas complementarias.

En virtud del Decreto 796/2021 se incorporan varias modificaciones a la reglamentación del impuesto sobre los créditos y débitos bancarios (Decreto N° 380/2001), entre las cuales, destacamos que se dispone que las exenciones del impuesto no resultarán aplicables cuando los movimientos de fondos estén vinculados a la compra, venta, permuta, intermediación y/o cualquier otra operación sobre criptoactivos, criptomonedas, monedas digitales, o instrumentos similares.

Impuesto de Sellos

Conforme la Ley N° 23.548 de Coparticipación Federal de Impuestos (la “Ley de Coparticipación”), las provincias pueden establecer un impuesto de sellos que “recaerá sobre actos, contratos y operaciones de carácter oneroso instrumentados, sobre contratos a título oneroso formalizados por correspondencia, y sobre operaciones monetarias que representen entregas o recepciones de dinero que devenguen interés, efectuadas por entidades financieras regidas por la Ley N° 21.526”.

La Ley de Coparticipación establece que se deberá entender por instrumento, toda escritura, papel o documento del que surja el perfeccionamiento de los actos, contratos y operaciones mencionadas en la ley, de manera que revista los caracteres exteriores de un título jurídico por el cual pueda ser exigido el cumplimiento de las obligaciones sin necesidad de otro documento y con prescindencia de los actos que efectivamente realicen los contribuyentes.

El artículo 35 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que en el ámbito nacional están exentos los actos, contratos y operaciones, incluyendo las entregas o recepciones de dinero, relacionadas a la emisión, suscripción, colocación y transferencias de las obligaciones negociables (tales como las Obligaciones Negociables).

Los potenciales inversores deberán considerar la posible incidencia de este impuesto considerando las disposiciones de la legislación provincial aplicable a su jurisdicción de residencia y actividad económica. Al respecto, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires disponen:

- Conforme el Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires están exentos del pago de este gravamen los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión,

María Agustina Montes
Delegada

suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de la 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 indicadas anteriormente, 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.

- El Código Fiscal de la Provincia de Buenos Aires establece que están exentos del pago de este gravamen los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conformes el régimen de las Leyes N° 23.576 y N° 23.962 y sus modificatorias. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables indicadas anteriormente, 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.

Las citadas exenciones, quedarán sin efecto, si en un plazo de noventa (90) días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la Comisión Nacional de Valores y/o si la colocación de los mismos no se realiza en un plazo de ciento ochenta (180) días corridos a partir de ser concedida la autorización solicitada.

De acuerdo con el denominado "Pacto Fiscal", las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer alícuotas máximas en el impuesto de sellos de acuerdo con el siguiente esquema: 0,75% a partir del 1 de enero de 2020; 0,50% a partir del 1 de enero de 2021; y 0,25% a partir del 1 de enero de 2022. Asimismo, acordaron eliminar el impuesto de sellos a partir del año 2023. No obstante lo anterior, el mencionado compromiso fue motivo de sucesivas postergaciones por parte del Estado Nacional, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, primero con efecto hasta el 31 de diciembre de 2020 (mediante la firma del Consenso Fiscal del 17/12/2019) y luego con efecto hasta el 31 de diciembre de 2021 (mediante la firma del Consenso Fiscal del 04/12/ 2020).

Finalmente, el mencionado compromiso de reducción ha quedado sin efecto, cuando el 27 de diciembre de 2021, el Estado Nacional y las provincias argentinas, con excepción de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, firmaron un nuevo Consenso Fiscal, donde se abordaron, entre otros temas, la aplicación de alícuotas máximas para el impuesto sobre los ingresos brutos, el aumento de las alícuotas del impuesto de sellos, y el reconocimiento de la autonomía provincial para legislar un impuesto sobre el aumento de riqueza obtenido por herencias, legados, donaciones y anticipos de herencia, conocido como "impuesto a la herencia".

Impuesto sobre los Ingresos Brutos

El impuesto sobre los ingresos brutos es un gravamen local que se aplica por las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y se calcula sobre la base de los ingresos brutos de los contribuyentes que desarrollan sus actividades regularmente en dichas jurisdicciones.

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presuma que desarrollan dichas actividades en cualquier jurisdicción en la cual obtengan sus ingresos por intereses originados en la tenencia de Obligaciones Negociables, o por su venta o transferencia, podrían resultar gravados con este impuesto a tasas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada Provincia Argentina salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

Existe un sistema de Recaudación y Control de Acreditaciones Bancarias ("SIRCRESB") que permite el cumplimiento de los regímenes de recaudación del Impuesto a los Ingresos Brutos, aplicable sobre las sumas acreditadas en las cuentas mantenidas en entidades bancarias de Argentina cualquiera sea su especie y/o naturaleza. Los regímenes varían de acuerdo con las leyes específicas de cada provincia argentina, por lo que debe llevarse un análisis teniendo en consideración la legislación provincial en cada caso en particular.

Algunas jurisdicciones adhieren al sistema SIRCRESB para todos sus contribuyentes, ya sean locales o bajo el Convenio Multilateral (Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Provincia de Buenos Aires). Por el contrario, otras jurisdicciones están

María Agustina Montes
Delegada

exclusivamente adheridas al Convenio Multilateral para sus contribuyentes. Estos regímenes se aplican, en general, a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección General de Rentas. Las alícuotas generales aplicables varían aproximadamente entre el 0,01% y 5%, ello de acuerdo con ciertos grupos, parámetros y categorías de contribuyentes.

Existen jurisdicciones (como por ejemplo Ciudad Autónoma de Buenos Aires, y la Provincia de Buenos Aires) que establecen exenciones en sus Códigos Fiscales para los ingresos vinculados a obligaciones negociables, en la medida en que las mismas se hayan emitido en cumplimiento de la Ley de Obligaciones Negociables y se encuentren a su vez exentas en el impuesto a las ganancias.

Las provincias de Córdoba y Tucumán han creado regímenes de retención con respecto a los fondos procedentes de la colocación de capital (incluidos los intereses y/o rendimientos de obligaciones negociables) aplicables a personas jurídicas sujetas al impuesto sobre los ingresos brutos.

Se destaca que, el 17 de diciembre de 2019, el Estado Nacional, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires suspendieron hasta el 31 de diciembre de 2020 la aplicación del denominado “Pacto Fiscal”. El 4 de diciembre de 2020, se volvió a postergar la suspensión hasta el 31 de diciembre de 2021. Por medio de este pacto, los firmantes habían asumido el compromiso de reducir las alícuotas del impuesto sobre los Ingresos Brutos en la medida en que hayan aprobado el compromiso asumido a través de sus poderes legislativos y a partir de la fecha del mismo.

El 27 de diciembre de 2021, el Estado Nacional y las provincias argentinas, con excepción de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, firmaron un nuevo Consenso Fiscal, donde se abordaron, entre otros temas, la aplicación de alícuotas máximas para el impuesto sobre los ingresos brutos, el aumento de las alícuotas del impuesto de sellos, y el reconocimiento de la autonomía provincial para legislar un impuesto sobre el aumento de riqueza obtenido por herencias, legados, donaciones y anticipos de herencia, conocido como “impuesto a la herencia”.

Considerando la autonomía de cada jurisdicción provincial, los potenciales inversores deberán consultar a sus propios asesores impositivos acerca del alcance y los efectos del impuesto a los ingresos brutos, los regímenes de acreditaciones bancarias específicas y el régimen SIRCREB en función de las jurisdicciones locales involucradas.

Tasa de Justicia

En el caso que se haga necesario instituir procedimientos de ejecución con relación a las Obligaciones Negociables en la Argentina, se aplicará una tasa de justicia del orden del 3% sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales federales argentinos o ante los tribunales con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Ciertos impuestos judiciales y de otra índole podrían imponerse sobre el monto de cualquier reclamación presentada ante los tribunales de la provincia correspondiente.

Impuesto a la Trasmisión Gratuita de Bienes

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires no se grava con impuestos a la transmisión gratuita de bienes a herederos, donantes, legatarios o donatarios. Otras provincias han sancionado un impuesto a la transmisión gratuita de bienes (en adelante, el “ITGB”), como la Provincia de Buenos Aires, con vigencia a partir de 2010, cuyas características básicas son las siguientes:

- El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluyendo herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia y cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
- Son contribuyentes del ITGB las personas humanas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
- Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae sobre el monto total del enriquecimiento gratuito, tanto por los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En

María Agustina Montes
Delegada

cambio, para los sujetos domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae únicamente sobre el enriquecimiento gratuito originado por la transmisión de los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires.

- Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires, entre otros supuestos, (i) los títulos y las acciones, cuotas o participaciones sociales y otros valores mobiliarios representativos de su capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando éstos estuvieren domiciliados en la Provincia de Buenos Aires; (ii) los títulos, acciones y demás valores mobiliarios (como las Obligaciones Negociables) que se encuentren en la Provincia de Buenos Aires al tiempo de la transmisión, emitidos por entes privados o sociedades domiciliados en otra jurisdicción; y (iii) los títulos, acciones y otros valores mobiliarios representativos de capital social o equivalente que al tiempo de la transmisión se hallaren en otra jurisdicción, emitidos por entes o sociedades domiciliados también en otra jurisdicción, en proporción a los bienes de los emisores que se encontraren en la Provincia de Buenos Aires.

En cuanto a las alícuotas, se han previsto alícuotas progresivas del 1,603% al 9,513%, y las mismas varían según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

Las transferencias de las Obligaciones Negociables a título gratuito podrían estar alcanzadas por el ITGB en la medida en que la transmisión gratuita sea igual o superior a \$ 2.038.752. En el caso de los padres, hijos y cónyuge, dicha cantidad será \$ 8.488.486.

El 27 de diciembre de 2021, el Estado Nacional y las provincias argentinas, con excepción de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, firmaron un nuevo Consenso Fiscal, donde se abordaron, entre otros temas, la aplicación de alícuotas máximas para el impuesto sobre los ingresos brutos, el aumento de las alícuotas del impuesto de sellos, y el reconocimiento de la autonomía provincial para legislar un impuesto sobre el aumento de riqueza obtenido por herencias, legados, donaciones y anticipos de herencia, conocido como “impuesto a la herencia”.

Considerando la autonomía de cada jurisdicción provincial, los potenciales inversores deberán consultar a sus propios asesores impositivos acerca de la existencia de impuestos a la transmisión gratuita de bienes en las restantes jurisdicciones provinciales, su alcance y sus efectos en particular.

Tratados para evitar la doble imposición

Argentina ha suscripto tratados para evitar la doble imposición con Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, Emiratos Árabes Unidos, España, Finlandia, Francia, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Qatar, Reino Unido, Rusia, Suecia, Suiza y Uruguay. Asimismo, Argentina ha suscripto convenios con Austria, China, Japón, Luxemburgo y Turquía, aunque están bajo proceso de ratificación y actualmente no se encuentran en vigor. A su vez, se encuentran en negociación convenios con Colombia e Israel, y enmiendas al convenio vigente con Alemania. Se encuentra pendiente de ratificación la enmienda al acuerdo vigente con Francia.

Actualmente hay un acuerdo vigente entre Argentina y Estados Unidos para el intercambio automático de información en el marco de la normativa Country-by-Country Reports y para la implementación de la Ley de Cumplimiento Fiscal de Cuentas Extranjeras (FATCA, por sus siglas en inglés), pero no hay pactos ni convenciones fiscales vigentes entre Argentina y Estados Unidos. Con vigencia a partir del 1 de enero de 2023, los acuerdos celebrados entre Argentina y Estados Unidos contemplan que, en la medida que se cumplan con los protocolos de confidencialidad sobre el manejo de la información fiscal exigido por Estados Unidos, la AFIP recibiría información de residentes argentinos referida al período 2023 a partir de septiembre de 2024.

Fondos provenientes de países no cooperantes a los fines de la transparencia fiscal

Son considerados como países no cooperantes aquellos países o jurisdicciones que no tienen en vigencia con el Gobierno Argentino un tratado para el intercambio de información sobre cuestiones tributarias o para evitar la doble imposición con una cláusula amplia para el intercambio de información. Del mismo modo, esos países que, al tener un acuerdo de este tipo en vigor, no cumplan efectivamente con el intercambio de información deben ser considerados como no

María Agustina Montes
Delegada

cooperadores. Los tratados y acuerdos antes mencionados deben cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los cuales la República Argentina se ha comprometido.

Además, el artículo 19 de la Ley de Impuesto a las Ganancias establece que el Poder Ejecutivo elaborará una lista actualizada de países considerados como no cooperativos basado en el criterio antes mencionado. Tal como fuera mencionado, el Poder Ejecutivo elaboró un listado de jurisdicciones no cooperantes contenido en el artículo 24 del Decreto Reglamentario N° 862/19 (conforme fuera modificado por el Decreto N° 48/2023). Este listado podría ser modificado, en atención a la experiencia en cooperación fiscal internacional, por lo que se recomienda a los potenciales inversores consultarlo antes de realizar inversiones relacionadas con las Obligaciones Negociables.

Por Resolución (AFIP) 3576/2013, la Administración Federal de Ingresos Públicos, en uso de la facultad que le fuera delegada, resolvió que el listado de países cooperadores (y por descarte los no cooperantes) a los fines de la transparencia fiscal podrá ser consultado en el sitio “web” de este organismo (<https://www.afip.gob.ar/jurisdiccionesCooperantes>).

Por otro lado, la Ley de Impuesto a las Ganancias define a las jurisdicciones de baja o nula tributación como aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria, considerando todos los niveles de gobierno, inferior al sesenta por ciento (60%) de la alícuota mínima contemplada en la escala del primer párrafo del artículo 73 de esta ley (i.e. 15%). La Administración Federal de Ingresos Públicos ha elaborado un listado orientativo y no taxativo, de las jurisdicciones consideradas de baja o nula tributación, que podrá ser consultado en el sitio “web” de este organismo (<https://www.afip.gob.ar/fiscalidad-internacional/jurisdicciones-no-cooperantes/jurisdicciones-baja-nula-tributacion/que-son.asp>).

Conforme la presunción legal prevista en el artículo 18.2 de la Ley N° 11.683 de Procedimiento Tributario y sus modificatorias, los ingresos de fondos provenientes de países considerados no cooperantes a los fines de la transparencia fiscal serán gravados de la siguiente manera:

- (a) con el impuesto a las ganancias, aplicada sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- (b) con el IVA, también aplicada sobre el 110% del monto de los fondos recibidos.

Aunque no es claro el significado del concepto ingresos provenientes, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

- (1) desde una cuenta en un país no cooperante o desde una cuenta bancaria abierta fuera de un país no cooperante pero cuyo titular sea una entidad localizada en un país no colaborador.
- (2) a una cuenta bancaria localizada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de la Argentina pero cuyo titular sea un sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales.

De acuerdo al artículo 82 de la Ley 27.430 de Reforma Tributaria, toda referencia efectuada a “países de baja o nula tributación” o “países no considerados cooperantes a los fines de la transparencia fiscal”, deberá entenderse que hace alusión a “jurisdicciones no cooperantes o jurisdicciones de baja o nula tributación”, en los términos previstos en el artículo 19 y 20 de la Ley del Impuesto a las Ganancias.

El sujeto local o receptor local de los fondos puede refutar dicha presunción legal probando debidamente ante la autoridad impositiva que los fondos provienen de actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por una tercera persona en dicha jurisdicción o que dichos fondos fueron declarados con anterioridad.

EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR NI CONSTITUYE 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 A SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR. EN PARTICULAR,

María Agustina Montes
Delegada

ESTE RESUMEN NO DESCRIBE NINGUNA CONSECUENCIA TRIBUTARIA CORRESPONDIENTE A LEYES PROVINCIALES, MUNICIPALES O DE JURISDICCIONES IMPOSITIVAS DISTINTAS A CIERTAS LEYES FEDERALES ARGENTINAS.

DECLARACIÓN POR PARTE DE EXPERTOS

No se incluyó en el Prospecto ninguna declaración o informe atribuido a personas ajenas a la Emisora.

Documentos a disposición

Se podrán obtener copias de este Prospecto y de los estados contables de la Compañía incluidos en el mismo en nuestras oficinas, ubicadas en Maipú 1, Piso 14 (C1084ABA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina (durante el horario habitual de oficina, en tanto cualquiera de los títulos se encuentre en circulación o sea emitido en virtud del Programa) y en el sitio web de la Compañía. Asimismo, podrán ser consultados en la Página Web de la CNV. 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: <https://bolsar.info/relevante.php>).



María Agustina Montes
Delegada

INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA

Los documentos concernientes a la Emisora que están referidos en el presente Prospecto y los estados financieros anuales consolidados auditados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 presentados en forma comparativa, los estados financieros anuales consolidados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 presentados en forma comparativa, todos ellos se encuentran disponibles en la página web y en oficinas de la Compañía, así como en la Página Web de la CNV publicados bajo los ID #3162017 e ID #3013870, respectivamente.



María Agustina Montes
Delegada

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina.

18 de marzo de 2024.

EMISORA

PAMPA ENERGÍA S.A.

Maipú 1
C1084ABA – Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

ASESORES LEGALES DE LA EMISORA

SALAVERRI, BURGIO & WETZLER MALBRÁN

Av. Libertador 602, Piso 3°
C1001ABT – Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

AUDITORES EXTERNOS

PRICE WATERHOUSE & CO S.R.L

(firma miembro de PwC)
Bouchar 557, Piso 8°
C1106ABG – Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina



María Agustina Montes
Delegada

|



María Agustina Montes
Delegada