PROSPECTO

CENTRAL PUERTO S.A.

PROGRAMA DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES SIMPLES (NO CONVERTIBLES EN ACCIONES) POR HASTA US$ 500.000.000 (O SU EQUIVALENTE EN OTRAS MONEDAS O UNIDADES DE VALOR)

El presente prospecto (el "Prospecto") corresponde al programa de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) por un valor nominal de hasta US$ 500.000.000 (Dólares estadounidenses quinientos millones) (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor) creado por Central Puerto S.A. ("Central Puerto" "CPSA", la "Sociedad", la "Compañía" o la "Emisora") para la emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones), de conformidad con la Ley Nº 23.576 de Obligaciones Negociables y sus modificaciones (la "Ley de Obligaciones Negociables") y demás normas vigentes (el "Programa"), las cuales podrán ser subordinadas o no subordinadas, emitirse con garantía flotante, especial o común (en forma indistinta, los "Títulos" o las "Obligaciones Negociables"), en todos los casos de acuerdo con lo que sobre el particular se indique en el suplemento de precio correspondiente a una clase y/o serie. Los Títulos podrán estar denominados en pesos, en dólares estadounidenses, en cualquier otra moneda o unidades de valor. El plazo de duración del Programa en virtud del cual podrán emitirse Títulos, con posibilidad de reemitir las Clases y/o Series que se amorticen hasta el valor total máximo en circulación permitido, será de 5 años contados desde la fecha de la autorización de oferta pública otorgada por la Comisión Nacional de Valores (la "CNV"). Los Títulos podrán ser emitidos en clases (cada una, una "Clase") y cada clase podrá comprender una o más series (cada una, una "Serie") de Títulos.

Los plazos y las formas de amortización de las Obligaciones Negociables serán los que se especifiquen en el suplemento de precio correspondiente a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables (cada uno, un "Suplemento de Precio"). Las Obligaciones Negociables podrán devengar intereses o no, según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente. Los intereses serán pagaderos en las fechas y en las formas que se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente.

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 el Suplemento de Precio correspondiente (incluyendo sin limitación lo expuesto bajo "*Factores de Riesgo*" e "*Información sobre la Emisora*").

El Programa no cuenta con calificación de riesgo. La Emisora podrá optar por calificar cada una de las Clases o Series de Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa, conforme lo determine en cada oportunidad en el respectivo Suplemento de Precio. Las calificaciones de riesgo no constituirán -ni podrán ser consideradas como- una recomendación de adquisición de las Obligaciones Negociables por parte de la Emisora o por parte de cualquier agente colocador participante en una Clase y/o Serie bajo el Programa.

La Emisora cuenta con una calificación de riesgo otorgada por FIX SCR S.A. Agente de Calificación de Riesgo ("Fix"). El 30 de abril de 2024, Fix confirmó en la categoría "AA-(arg)" con perspectiva estable la calificación de emisor de largo plazo de Central Puerto. Los detalles de las calificaciones de la Emisora pueden ser consultados por el público inversor en el sitio web de Fix (www.fixscr.com/calificaciones).

De acuerdo con lo que resuelva la Emisora respecto de una Clase y/o una Serie en el respectivo Suplemento de Precio, los Títulos podrán ser colocados tanto localmente como internacionalmente. La Emisora solicitará el listado y la negociación de las Obligaciones Negociables en mercados de valores locales autorizados por la CNV. Asimismo, las Obligaciones Negociables podrán ser listadas y/o negociarse en bolsas o mercados extranjeros, todo ello con sujeción a todas las leyes y reglamentaciones locales y extranjeras que resultaren de aplicación a tales efectos.

La creación del Programa y la oferta pública de las Obligaciones Negociables ha sido autorizada por Resolución Nº20.847 de fecha 29 de octubre de 2020 de la CNV. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto. La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del Directorio y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora y de los auditores que suscriben sus respectivos informes sobre los estados financieros que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley Nº 26.831 (tal como fuera modificada por la Ley N° 27.440 de Financiamiento Productivo, la "Ley de Mercado de Capitales"). El Directorio manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto contiene, a la fecha de su publicación, información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Emisora y de toda aquélla que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

De acuerdo al artículo 13 de la Sección IV del Título XI de las Normas de la CNV, la Emisora no colocará Obligaciones Negociables en la oferta pública de valores en los supuestos en que 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.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 119 de la Ley de Mercado de Capitales la Emisora, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización -estos últimos en materia de su competencia-, y las personas que firmen el Prospecto serán responsables de la información incluida en el mismo. De acuerdo con lo previsto en el artículo 120 de la Ley de Mercado de Capitales, los agentes colocadores que sean designados en un Suplemento de Precio de acuerdo con lo previsto en el Prospecto deben revisar diligentemente la información contenida en el mismo. Los terceros que opinen sobre ciertas partes del Prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que hubieren emitido opinión.

El presente Prospecto se encontrará a disposición de los interesados en las oficinas de la Emisora sitas en Avda. Thomas Edison 2701, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina y/o de los agentes colocadores en los domicilios designados en relación con una Clase y/o Serie particular. Asimismo, el presente Prospecto podrá ser consultado en la página web de la CNV (www.argentina.gob.ar/cnv) (bajo el ítem "Información Financiera"), en la página web institucional de la Emisora (www.centralpuerto.com), en el boletín electrónico del Mercado Abierto Electrónico S.A. ("MAE") y en el Boletín Diario de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires ("BCBA").

CUIT: 33-65030549-9
Teléfono: (+54 11) 4317-5900
Av. Tomas Alva Edison 2701 - Dársena E – Puerto de Buenos Aires
(C1104BAB) Ciudad de Buenos Aires - República Argentina
inversores@centralpuerto.com / www.centralpuerto.com

La fecha de este Prospecto es 5 de julio de 2024

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

ÍNDICE

NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES 4
NOTA ESPECIAL REFERIDA A DECLARACIONES SOBRE EL FUTURO 6
EXIGIBILIDAD DE RESPONSABILIDAD CIVIL 7
DEFINICIONES 8
PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OTRA INFORMACIÓN 9
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA 11
RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES 91
TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LOS TÍTULOS 96
FACTORES DE RIESGO 107
FACTORES DE RIESGO DETALLADOS 108
POLÍTICAS DE LA EMISORA 130
INFORMACIÓN SOBRE DIRECTORES, ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN 139
RAZONES PARA LA OFERTA Y DESTINO DE LOS FONDOS 154
ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS 155
ACTIVOS FIJOS DE LA EMISORA 157
ANTECEDENTES FINANCIEROS 158
INFORMACIÓN ADICIONAL 224
PLAN DE DISTRIBUCIÓN 260
ACONTECIMIENTOS RECIENTES 262
INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA 263
DOCUMENTOS A DISPOSICIÓN 264

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES

Antes de tomar una decisión de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá considerar la totalidad de la información contenida en este Prospecto y en el Suplemento de Precio correspondiente (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 Emisora, de los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, y de los beneficios y riesgos involucrados. El contenido de este Prospecto y/o del Suplemento de Precio correspondiente no debe ser interpretado como asesoramiento legal, comercial, financiero, impositivo y/o de otro tipo. El público inversor deberá consultar con sus propios asesores respecto de los aspectos legales, comerciales, financieros, impositivos y/o de otro tipo relacionados con su inversión en las Obligaciones Negociables.

Salvo por lo que se indique en la respectiva Clase de Obligaciones Negociables, no se ha autorizado a ningún organizador, agente colocador y/u 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 el Suplemento de Precio correspondiente, y si se brindara y/o efectuara, dicha información y/o declaraciones no podrán ser consideradas autorizadas y/o consentidas por la Emisora.

Ni este Prospecto ni el Suplemento de Precio correspondiente 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 vigente. 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 y/o distribuyera este Prospecto y/o el Suplemento de Precio correspondiente 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.

Ni la entrega de este Prospecto y/o del Suplemento de Precio correspondiente, ni la venta de Obligaciones Negociables en virtud de los mismos, en ninguna circunstancia, significará que la información contenida en este Prospecto es correcta en cualquier fecha posterior a la fecha de este Prospecto.

De conformidad con la Resolución General N°917 de la CNV, el público inversor deberá considerar que la Emisora cumple con los requisitos previstos en el Decreto Nº 621/2021. Sin embargo, cabe destacar que en caso de que la Emisora realice una emisión de Obligaciones Negociables bajo el Programa que no se ajuste a las condiciones dispuestas en el artículo 80 de la Reglamentación de la Ley de Impuesto a las Ganancias (texto ordenado en 2019 y sus modificaciones, aprobada por el artículo 1° del Decreto N° 862 del 6 de diciembre de 2019 y modificada por el Decreto N° 336 del 24 de mayo de 2021), no resultará de aplicación la exención establecida en el inciso h) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias relacionada a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva.

En relación con la emisión de las Obligaciones Negociables, el o los colocadores, si los hubiera, y/o cualquier otro intermediario que participe en la colocación de las mismas por cuenta propia o por cuenta de la Emisora, podrá, de acuerdo a lo que se reglamente en el Suplemento de Prospecto correspondiente, sobre adjudicar o efectuar operaciones que estabilicen o mantengan el precio de mercado de las Obligaciones Negociables ofrecidas a un nivel por encima del que prevalecería de otro modo en el mercado. Tales operaciones podrán efectuarse en los mercados autorizados por la CNV o de otro modo de acuerdo con las normas aplicables vigentes. Dicha estabilización, en caso de iniciarse, podrá ser suspendida en cualquier momento y se desarrollará dentro del plazo y en las condiciones que sean descriptas en el Suplemento de Prospecto correspondiente a cada Clase y/o Serie, todo ello de conformidad con las normas aplicables vigentes.

EN RELACIÓN CON LA EMISIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, LOS COLOCADORES LOCALES QUE PARTICIPEN EN SU COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN POR CUENTA PROPIA O POR CUENTA DE LA EMISORA O TITULARES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, PODRÁN REALIZAR OPERACIONES DESTINADAS A ESTABILIZAR EL PRECIO DE MERCADO DE AQUELLAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES CONFORME CON EL ARTÍCULO 12 DE LA SECCIÓN IV DEL CAPÍTULO IV DEL TÍTULO VI DE LAS NORMAS DE CNV Y DEMÁS NORMAS VIGENTES (LAS CUALES PODRÁN SER SUSPENDIDAS Y/O INTERRUMPIDAS EN CUALQUIER MOMENTO). TALES 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 LOS AGENTES COLOCADORES LOCALES QUE HAYAN PARTICIPADO EN LA COLOCACIÓN Y

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

DISTRIBUCIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES; (III) PODRÁN REALIZARSE OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN DESTINADAS A EVITAR O MODERAR LAS BAJAS EN EL PRECIO AL CUAL SE NEGOCIEN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES COMPRENDIDAS EN LA OFERTA PÚBLICA 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 HAYAN NEGOCIADO LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN CUESTIÓN EN LOS MERCADOS AUTORIZADOS, EN OPERACIONES ENTRE PARTES NO VINCULADAS CON LA DISTRIBUCIÓN Y COLOCACIÓN; Y (V) LOS AGENTES QUE REALICEN OPERACIONES EN LOS TÉRMINOS ANTES INDICADOS, DEBERÁN INFORMAR A LOS MERCADOS LA INDIVIDUALIZACIÓN DE LAS MISMAS. LOS MERCADOS DEBERÁN HACER PÚBLICAS LAS OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN, YA FUERE EN CADA OPERACIÓN INDIVIDUAL O AL CIERRE DIARIO DE LAS OPERACIONES.

En caso de que la Emisora se encontrara sujeta a procesos judiciales de quiebra, concurso, 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 caso de que las Obligaciones Negociables sean ofrecidas fuera de la Argentina, la Emisora podrá preparar versiones en inglés del presente Prospecto y/o de los Suplementos de Precio 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 de Precio correspondientes (complementados y/o modificados, en su caso, por los avisos, actualizaciones y/o demás documentos correspondientes).

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

Se ruega a los señores inversores analizar especialmente la descripción del régimen impositivo aplicable a las Obligaciones Negociables y la normativa vigente respecto a la prevención de lavado de dinero y las regulaciones cambiarias vigentes en Argentina contenidas en este Prospecto.

Aprobaciones Societarias

La creación y los términos y condiciones generales del Programa y de las Obligaciones Negociables fueron aprobados en la Asamblea de Accionistas de la Emisora del 31 de julio de 2020, mientras que el Directorio de la Emisora resolvió aprobar ciertos términos y condiciones específicos del Programa, subdelegar en ciertos de sus miembros la facultad de determinar los términos y condiciones definitivos del Programa y solicitar la autorización para su creación en su reunión de fecha 26 de agosto de 2020. La actualización del Prospecto ha sido autorizada por el Directorio de la Emisora en fecha 8 de marzo de 2024.

Acerca de este Prospecto

La información provista en el presente Prospecto relativa a la Argentina y la economía argentina se basa en información pública disponible, y no hace ninguna representación o garantía al respecto. Ni Argentina, ni ninguna agencia gubernamental o división política garantizan de alguna manera las obligaciones de las presentes Obligaciones Negociables

Algunos montos reflejados en este Prospecto están sujetos a redondeo. En función de ello, los totales de algunos cuadros pueden no ser la suma exacta de las demás cifras de dichos cuadros.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

NOTA ESPECIAL REFERIDA A DECLARACIONES SOBRE EL FUTURO

El presente Prospecto contiene estimaciones y declaraciones sobre hechos futuros, principalmente en "Factores de Riesgo", "Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera" e "Información sobre la Emisora". Tales declaraciones sobre hechos futuros se basan fundamentalmente en las actuales opiniones, expectativas y proyecciones de Central Puerto respecto de los acontecimientos y tendencias financieras que incidirán en el futuro en el negocio de la Emisora. Muchos factores importantes, además de los que se analizan en otras secciones del presente Prospecto, podrían hacer que los resultados actuales de la Emisora difieran considerablemente de los previstos en las declaraciones sobre hechos futuros, incluidos, entre otros:

i. cambios económicos, financieros, comerciales, políticos, legales, sociales o de otra índole en general, en Argentina;
ii. cambios en general en otro lugar de Latinoamérica o en los mercados desarrollados o emergentes;
iii. cambios en los mercados de capitales en general que puedan afectar las políticas o posiciones frente al otorgamiento de préstamos o la realización de inversiones en Argentina o en sociedades argentinas, incluso volatilidad en los mercados financieros local e internacional;
iv. aumento de la inflación;
v. fluctuación del tipo de cambio, incluida una significante devaluación del Peso;
vi. cambios en las leyes, normas y regulaciones aplicables al sector eléctrico argentino, incluyendo cambios al marco normativo vigente, cambios a los programas vigentes de incentivos para la inversión en capacidad de generación y reducción de subsidios gubernamentales a los consumidores;
vii. aumentos en costos de financiamiento o la incapacidad para obtener financiamiento de deuda o capital adicional en condiciones atractivas, lo que podría limitar la capacidad para financiar nuevas actividades de la Emisora;
viii. intervención estatal, incluyendo medidas que resulten en cambios al mercado laboral, mercado de cambios o al sistema tributario argentino;
ix. controversias o procedimientos legales o regulatorios contrarios;
x. cambios en los precios y el suministro de gas natural o combustibles líquidos;
xi. cambios en el precio de la energía y servicios relacionados;
xii. cambios en el nivel de precipitaciones y agua acumulada;
xiii. cambios en las regulaciones ambientales, incluyendo exposición a riesgos relacionados con nuestras actividades comerciales;
xiv. competencia en el sector eléctrico argentino, como resultado de la construcción de nueva capacidad de generación;
xv. riesgos inherentes a la demanda de y venta de energía;
xvi. riesgos operativos relacionados con la generación, como también la transmisión y distribución de electricidad
xvii. riesgo crediticio derivado de los acuerdos crediticios con CAMMESA;
xviii. capacidad para implementar la estrategia de negocios de la Emisora, incluyendo la capacidad de completar los planes de expansión y construcción a tiempo de conformidad con el presupuesto de la Emisora;
xix. la capacidad de retener a miembros clave de su gerencia de primera línea y empleados técnicos clave;
xx. la relación de la Emisora con sus empleados; y
xxi. otros factores analizados en "Factores de Riesgo" en este Prospecto.

Los términos "considera", "podría", "sería", "estima", "continúa", "prevé", "pretende", "espera", "anticipa" y otros similares tienen por objeto identificar declaraciones sobre hechos futuros. Estas declaraciones incluyen información relativa a los resultados de las operaciones, estrategias del negocio, planes financieros, posición competitiva, contexto del sector, las posibles oportunidades de crecimiento, efectos de las futuras reglamentaciones y efectos de la competencia que posible o supuestamente podrían producirse en el futuro. Estas declaraciones tienen validez únicamente en la fecha en que se otorgaron y la Emisora no asume obligación de actualizarlas en forma pública o de revisarlas después de la distribución del presente Prospecto debido a nueva información, hechos futuros u otros factores. En vista de los riesgos e incertidumbres descriptos precedentemente, los hechos y circunstancias futuras que se analizan en este Prospecto podrían no ocurrir y no constituyen garantías de futuro desempeño. Debido a estas incertidumbres, los inversores no deben tomar ninguna decisión de invertir sobre la base de estas estimaciones y declaraciones de hechos futuros.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

EXIGIBILIDAD DE RESPONSABILIDAD CIVIL

La Emisora es una sociedad anónima constituida en Argentina. En caso de registrarse contra los directores, funcionarios o contra la Emisora sentencias dictadas en base a las disposiciones sobre responsabilidad civil de las leyes federales en material de títulos valores de Estados Unidos o las leyes de dichas otras jurisdicciones, podría no ser posible para los inversores correr traslado de las notificaciones judiciales dirigidas a la Emisora o tales personas dentro de Estados Unidos o hacer valer contra ellas dado que la mayoría de sus directores y funcionarios ejecutivos nombrados en este Prospecto desarrollan su actividad principal en Argentina.

Los asesores legales argentinos de la Emisora, es decir, el estudio jurídico Bruchou & Funes de Rioja, han indicado que no se puede saber a ciencia cierta si los tribunales de Argentina irán a hacer valer una acción original fundada pura y exclusivamente en las disposiciones en materia de responsabilidad civil de las leyes federales sobre títulos valores de los Estados Unidos u otros países extranjeros, en todos los aspectos, con el mismo alcance y en la misma oportunidad que lo haría un tribunal estadounidense u otro tribunal extranjero; y que la exigibilidad en los tribunales argentinos de sentencias dictadas por tribunales de los Estados Unidos u otros países extranjeros, fundadas en las disposiciones en materia de responsabilidad civil de las leyes federales sobre títulos valores de los Estados Unidos u otros países extranjeros, estará supeditada al cumplimiento de ciertos requisitos en virtud de la normativa argentina, entre ellos, que dicha sentencia no transgreda el orden público argentino.

Los tribunales de Argentina reconocerán y harán valer sentencias dictadas en el extranjero en tanto se cumplan los requisitos de los artículos 517 y 519 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación (si la exigibilidad se solicita ante los tribunales federales de Argentina). Entre estos requisitos se incluyen los siguientes: (i) que la sentencia, con autoridad de cosa juzgada en el estado en que se ha pronunciado, emane de tribunal competente según las normas argentinas de jurisdicción de cortes internacionales y sea consecuencia del ejercicio de una acción personal o de una acción real sobre un bien mueble, si éste ha sido trasladado a la República Argentina durante o después del juicio tramitado en el extranjero; (ii) que la parte demandada contra la que se pretende ejecutar la sentencia hubiese sido personalmente citada y se haya garantizado su defensa en la acción extranjera; (iii) que la sentencia reúna los requisitos necesarios para ser considerada como tal en el lugar en que hubiere sido dictada y las condiciones de autenticidad exigidas por la ley de Argentina; (iv) que la sentencia no afecte los principios de orden público del derecho argentino; y (v) que la sentencia no sea incompatible con otra pronunciada, con anterioridad o simultáneamente, por un tribunal argentino.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

DEFINICIONES

General

En este prospecto, salvo cuando se indique lo contrario o que del contexto surja otra interpretación, las referencias a:

- Los términos contables tienen las definiciones establecidas en las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB", por su sigla en inglés).
- La "Sociedad", la "Emisora", la "Compañía" y "Central Puerto," aluden colectivamente a Central Puerto S.A. y sus subsidiarias consolidadas.
- "CAMMESA" aluden a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico.
- "CVO" alude a la Central Vuelta de Obligado.
- "CVOSA" aluden a Central Vuelta de Obligado, S.A.
- "Ecogas" aluden en forma colectiva a Distribuidora de Gas Cuyana "DGCU" y Distribuidora de Gas del Centro ("DGCE").
- "Energía Base" aluden al marco regulatorio establecido en la Resolución SE N° 95/13, con sus modificatorias.
- "Energía Plus" aluden al marco regulatorio establecido bajo la Resolución SE N° 1281/06, con sus modificatorias.
- "FONINVEMEM" aluden al Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista y Programas Similares, incluyendo el acuerdo por la Central Vuelta de Obligado. Véase *"Foninvemem y Programas Similares"*.
- "HPDA" aluden a Hidroeléctrica Piedra del Águila.
- "LPC" aluden a la planta de La Plata.
- "LVFVD" aluden a liquidaciones de venta con fecha de vencimientos a definir. Véase *"Información sobre la Emisora - Foninvemem y Programas Similares"*.
- "MEM" aluden al Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina.
- "MLC" aluden al mercado libre de cambios.
- el "mercado *spot*" es aquel en el cual los precios, originalmente, se establecían sobre una base horaria en función de los costos económicos del sistema. Este mercado, en la práctica, sufrió importantes modificaciones reglamentarias desde el año 2002.
- "PPA" aluden a contratos de capacidad y suministro de energía con clientes.
- "T6" se refiere a Terminal 6 Industrial S.A., empresa dedicada al procesamiento de soja y producción de biodiesel y glicerina refinada;
- "Ventas Mercado Spot" / "Ventas Spot" aluden a los ingresos percibidos por la Emisora por ventas cursadas dentro del esquema denominado "Energía Base".
- "YPF" aluden a YPF, S.A., la Emisora de petróleo y gas de propiedad del estado argentino.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OTRA INFORMACIÓN

Información Financiera

La Emisora prepara sus estados financieros de acuerdo con las Normas de la CNV, las cuales establecen que las entidades emisoras de acciones y/u obligaciones negociables, con ciertas excepciones, están obligadas a preparar sus estados financieros aplicando la Resolución Técnica N° 26 (y modificatorias) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("FACPCE") que dispone la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") según las emitió el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB", por su sigla en inglés).

La Emisora lleva sus libros y registros contables y publica sus estados financieros en Pesos Argentinos, que es su moneda funcional. Los libros y registros contables se encuentran en su domicilio social sito en Av. Tomas Alva Edison 2701 – Dársena E – Puerto de Buenos Aires (C1104BAB), Ciudad de Buenos Aires, República Argentina.

Asimismo, los estados financieros consolidados condensados correspondientes al periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 han sido preparados de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad ("NIC") 34 ("Información Financiera Anual"). En opinión de la gerencia, los estados financieros consolidados condensados de periodo intermedio incluyen toda la información necesaria para un apropiado entendimiento, por parte del público en general y posibles inversores, de los hechos y transacciones relevantes ocurridos con posterioridad a la emisión de los últimos estados financieros anuales correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y hasta la fecha de emisión de dichos estados financieros consolidados condensados de período intermedio. Sin embargo, estos estados financieros consolidados condensados de período intermedio no incluyen toda la información ni todas las relevaciones que se requieren para los estados financieros anuales preparados de conformidad con la NIC.

De acuerdo con la NIC 29, la reexpresión de los estados financieros es necesaria cuando la moneda funcional de una entidad es la de una economía hiperinflacionaria. Para definir un estado de hiperinflación, la NIC 29 brinda una serie de pautas orientativas, no excluyentes, consistentes en (i) analizar el comportamiento de la población, los precios, la tasas de interés y los salarios ante la evolución de los índices de precios y la pérdida de poder adquisitivo de la moneda, y (ii) como una característica cuantitativa, que es la condición mayormente considerada en la práctica, comprobar si la tasa acumulada de inflación en tres años se aproxima o sobrepasa el 100%. Si bien en los años recientes existió un crecimiento importante en el nivel general de precios, la inflación acumulada en tres años se había mantenido en Argentina por debajo del 100%. Sin embargo, debido a diversos factores macroeconómicos, la inflación trienal a partir de 2018 se ubicó por encima de ese guarismo, a la vez que las metas del gobierno nacional, y otras proyecciones disponibles, indican que esta tendencia no se revertirá en el corto plazo. A efectos de evaluar la mencionada condición cuantitativa, y también para reexpresar los estados financieros, la Comisión Nacional de Valores ha establecido que la serie de índices a utilizar para la aplicación de la NIC 29 es la determinada por la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas. Considerando el mencionado índice, la inflación fue de 211,4%, 94,8% y 50,9% en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente. Véase "*Factores de Riesgo – El Peso Argentino califica como una moneda de una economía hiperinflacionaria, y la Emisora está obligada a reexpresar sus estados financieros históricos para aplicar ajustes por inflación, lo que podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones y su situación financiera, así como la de sus subsidiarias argentinas.*"

Redondeo

Ciertas cifras incluidas en este prospecto y en los estados financieros que se incluyen en el mismo han sido redondeadas a efectos de facilitar su presentación. En algunos casos, las cifras porcentuales incluidas en este prospecto han sido calculadas sobre la base de dichas cifras antes del redondeo. Por tal razón, ciertos montos porcentuales incluidos en este prospecto pueden variar respecto a los obtenidos realizando los mismos cálculos utilizando las cifras de los estados financieros incluidos en el presente. Es posible que otros importes que aparecen en este prospecto no sumen exactamente debido al redondeo.

Moneda

A los fines de este Prospecto, las referencias a "pesos", "Pesos Argentinos" o "Ps." significan la moneda de curso legal de la Argentina y las referencias a "dólares", "dólares estadounidenses", "USD" o "US$" significan la moneda de curso legal de los Estados Unidos.

Tipos de cambio

La Emisora ha convertido algunos de los importes en Pesos Argentinos incluidos en este prospecto a Dólares Estadounidenses, utilizando las tasas especificadas exclusivamente a efectos de facilitar la lectura. Los importes en Pesos Argentinos para el período intermedio de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 han sido convertidos a Dólares Estadounidenses al tipo de cambio divisa

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

vendedor mayorista publicado por Banco de la Nación Argentina ("Banco Nación"). Al 31 de marzo de 2024 el tipo de cambio fue de Ps. 858,00 por US$1,00.
El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no informa un tipo de cambio comprador de mediodía para el Peso Argentino. La información equivalente en Dólares Estadounidenses que se presenta en este prospecto se brinda única y exclusivamente para facilitar la lectura y no debe interpretarse en el sentido de indicar que los importes en Pesos Argentinos han o pueden haber sido convertidos a Dólares Estadounidenses, a dichos tipos de cambio o a otro tipo de cambio.

El tipo de cambio divisa vendedor del Dólar Estadounidense publicado por el Banco Nación el 2 de julio de 2024 era de Ps. 914,50 por US$ 1,00. Véase "*Tipo de Cambio y Controles de Cambio*".

Información de terceros

La información que se expone en este prospecto inherente al entorno y a la evolución del mercado, y las tasas y tendencias de crecimiento en los mercados en los que opera la Emisora se basa en información publicada por el Gobierno Nacional y por los gobiernos locales de Argentina a través del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos ("INDEC") y el Ministerio de Obras Públicas, el Ministerio de Energía, el Banco Central, la Emisora Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. ("CAMMESA"), la Dirección General de Estadística y Censos de la Ciudad de Buenos Aires y la Dirección Provincial de Estadística y Censos de la Provincia de San Luis, como también en información de terceros independientes, datos estadísticos e informes generados por entidades no afiliadas y en nuestras propias estimaciones internas.

Con frecuencia, los estudios de mercado se basan en información y supuestos que pueden no ser exactos o adecuados. Este prospecto contiene también estimaciones realizadas por la Emisora en función de la información de mercado de terceros la cual, a su vez, es basada en datos y cifras de mercado y otras fuentes de dominio público.

Aunque la Emisora no tiene razones para creer que cualquiera de la información o de las fuentes expuestas en el presente son inexactos en cualquier aspecto material, ni la Emisora ni los compradores iniciales han verificado las cifras, los datos de mercado u otra información sobre la que se basan los estudios de estos terceros. A su vez, dichos terceros tampoco han verificado las fuentes externas sobre las que se basan dichas estimaciones. Ni la Emisora ni los compradores iniciales garantizan o asumen responsabilidad por la exactitud de la información de estudios de terceros presentada en este prospecto, ni tampoco por la exactitud de la información sobre la que se basan tales estimaciones.

Este prospecto también contiene estimaciones de datos de mercado e información derivada de las mismas que no se puede obtener de publicaciones realizadas por agencias de estudio de mercado u otras fuentes independientes. Esa información se basa en nuestras estimaciones internas. En numerosos casos, no hay información de dominio público sobre dichos datos de mercado, por ejemplo, a través de asociaciones de la industria, autoridades públicas u otras organizaciones e instituciones. Consideramos que estas estimaciones internas de datos de mercado y la información derivada de éstas son útiles para que los inversores puedan comprender mejor la industria en la que opera la Emisora, como también su posicionamiento dentro de la misma. Si bien la Emisora cree que sus observaciones internas acerca del mercado son confiables, sus estimaciones no son revisadas o verificadas por fuentes externas.

La Emisora no asume responsabilidad por la exactitud de sus estimaciones y por la información derivada de éstas. Dichas estimaciones pueden diferir de las realizadas por los competidores de la Emisora o de las futuras estadísticas facilitadas por agencias de investigación de mercado u otras fuentes independientes. La Emisora no puede garantizar que sus estimaciones o supuestos sean precisos o que reflejen con exactitud el estado y la evolución de la industria, o su posición dentro de la misma.

Ciertas circunstancias que afectan la comparabilidad de la información financiera

Los estados financieros consolidados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023. 2022 y 2021 han sido medidos en términos de pesos corrientes al 31 de diciembre de 2023, aplicando la guía de NIC 29.

Los estados financieros consolidados condensados correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 (y su respectiva información comparativa por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023) han sido medidos en términos de pesos corrientes al 31 de marzo de 2024, aplicando la guía de NIC 29.

No hemos reexpresado los estados financieros consolidados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 para medirlos en términos de pesos corrientes al 31 de marzo de 2024, el período financiero más reciente incorporado al presente Prospecto. En consecuencia, dichos estados financieros y los estados financieros consolidados condensados correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 no son comparables. El cambio en el índice interno de precios al por mayor (IPIM) entre el 31 de diciembre de 2023 y el 31 de marzo de 2024 fue de 37,00%.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

Historia y desarrollo de la Emisora

Central Puerto S.A. fue constituida por el Decreto Nro. 122/92 del Poder Ejecutivo Nacional, el 26 de febrero de 1992. La Emisora fue creada en el marco del proceso de privatización de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires ("SEGBA"), donde las actividades de generación, transporte, distribución y venta de energía fueron privatizadas. Central Puerto fue inscripta en Registro Público de Comercio de Buenos Aires de la Capital Federal el 13 de marzo de 1992, y su plazo de duración es de 99 años contados a partir de dicha inscripción.

El 1 de abril de 1992, Central Puerto S.A., el consorcio adjudicatario, tomó posesión sobre las plantas de SEGBA, Nuevo Puerto y Puerto Nuevo, iniciando así sus operaciones la Emisora. En noviembre del año 1999 la planta de Puerto Ciclo Combinado, que fue construida en los terrenos de Nuevo Puerto en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, comenzó a operar. A fines de 2006, Sociedad Argentina de Energía S.A. ("SADESA") tomó participación mayoritaria en Central Puerto S.A.

Las acciones de la Emisora se encuentran listadas en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. y en el New York Stock Exchange (NYSE) bajo el símbolo "CEPU".

Reseña

Central Puerto es una de las empresas de generación de energía del sector privado más grande de Argentina, en términos de energía eléctrica generada, según datos publicados por CAMMESA. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la energía eléctrica generada por la Emisora ascendió a un total de 20.774 GWh netos, representando aproximadamente un 19,68% del total de energía generada por empresas del sector privado en el país durante ese período, según datos suministrados por CAMMESA. Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora tenía una capacidad instalada de 7.173 MW.

La Emisora tiene una cartera de activos de generación diversificada en términos geográficos y tecnológicos, con plantas distribuidas en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en las provincias de Buenos Aires, Córdoba, Mendoza, Neuquén, Río Negro, Santa Fe y San Juan. La Emisora utiliza tecnologías convencionales y renovables (incluida energía hidroeléctrica) para generar energía y sus activos de generación incluyen unidades de ciclo combinado, turbinas a gas, turbinas a vapor, cogeneración, centrales de generación hidroeléctrica, turbinas eólicas y paneles solares.

El siguiente cuadro presenta una breve descripción de las centrales eléctricas que la Emisora operaba al 31 de diciembre de 2023:

Central eléctrica	Ubicación	Capacidad instalada (MW)	Tecnología
Puerto Nuevo[1]	Ciudad de Buenos Aires	589,00	Turbinas a gas
Nuevo Puerto[1]	Ciudad de Buenos Aires	360,00	Turbinas a gas
Ciclo Combinado[1]	Ciudad de Buenos Aires	798,00	Ciclo combinado
Central Costanera[3]	Ciudad de Buenos Aires	2.259,00	Ciclo combinado, turbinas a vapor
Planta Luján de Cuyo	Provincia de Mendoza	576,00	Turbinas a vapor, turbinas a gas, ciclo combinado, mini turbina hidráulica y cogeneraciones para generación de energía eléctrica y vapor asociado
Planta Brigadier López	Provincia de Santa Fe	281,00	Turbina de gas
Planta San Lorenzo	Provincia de Santa Fe	391,00	Ciclo combinado
Planta Piedra del Águila	Piedra del Águila (Río Limay, en el límite de las provincias de Neuquén y Río Negro)	1.440,00	Planta Hidroeléctrica
Parque Eólico La Castellana I[2]	Provincia de Buenos Aires	101,00	Turbinas eólicas
Parque Eólico La Castellana II[2]	Provincia de Buenos Aires	15,00	Turbinas eólicas
Parque Eólico La Genoveva I[2]	Provincia de Buenos Aires	88,00	Turbinas eólicas
Parque Eólico La Genoveva II[2]	Provincia de Buenos Aires	42,00	Turbinas eólicas
Parque Eólico Achiras[2]	Provincia de Córdoba	48,00	Turbinas eólicas
Parque Eólico Manque[2]	Provincia de Córdoba	57,00	Turbinas eólicas
Parque Eólico Los Olivos[2]	Provincia de Córdoba	23,00	Turbinas eólicas
Guañizuil II A[4]	Provincia de San Juan	105,00	Panel solar
Total		**7.173,00 MW**	

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

(1) Las plantas mencionadas están incluidas dentro del "Complejo Puerto" según se define en la sección "Información sobre la Emisora".

(2) Los parques eólicos La Castellana I, La Castellana II, Achiras, Manque, Los Olivos, La Genoveva I y la Genoveva II son propiedad de CP La Castellana S.A.U., CPR Energy Solutions S.A.U., CP Achiras S.A.U., CP Manque S.A.U., CP Los Olivos S.A.U., Vientos La Genoveva I y Vientos La Genoveva II S.A.U., respectivamente, en los cinco primeros casos, subsidiarias de propiedad mayoritaria de CP Renovables S.A., mientras que las últimas dos son sociedades controladas por Central Puerto S.A. La Emisora posee una participación directa e indirecta del 90% en el capital de CP Renovables.

(3) Dichas centrales se encuentran incluidas dentro del "Complejo Costanera". El 22 de febrero de 2024 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la solicitud presentada por Central Costanera para la desconexión de las unidades de generación a vapor COSTTV04 y COSTTV06 -por una capacidad instalada total de 120 MW y 350 MW, respectivamente-. El complejo Costanera es propiedad de Central Costanera S.A. que a su vez es propiedad en un 75,22% de Proener S.A.U., al 31 de diciembre de 2023. A la fecha del presente informe anual, la Compañía es propietaria del 100% de las acciones de Proener.

(4) El parque solar Guañizuil II es propiedad de Cordillera Solar, una subsidiaria de propiedad absoluta de Proener. A la fecha de este Prospecto, la Emisora posee una participación del 100% en el capital de Proener. Véase *"Información sobre la Emisora—Subsidiarias".*

Por otra parte, la Emisora participa en dos programas—el Acuerdo FONINVEMEM y el Acuerdo CVO—ambos administrados por CAMMESA por instrucción de la Secretaría de Energía (para más información, véase *"Información sobre la Emisora—FONINVEMEM y programas similares*"). El gobierno argentino creó el FONINVEMEM con el propósito de saldar los créditos pendientes con empresas generadoras de energía eléctrica, como Central Puerto, por ventas de energía eléctrica entre 2004 y 2011, y financiar la expansión y el desarrollo de nueva capacidad de generación. A la fecha del presente Prospecto, no existen créditos pendientes bajo el Acuerdo FONINVEMEM. Como resultado de la participación de la Emisora en este programa, la misma recibe pagos mensuales por algunos de sus créditos pendientes con CAMMESA. Asimismo, la Emisora posee una participación en el capital de las sociedades que operan los nuevos proyectos de ciclo combinado realizados bajo el Acuerdo FONINVEMEM y el Acuerdo CVO; por lo tanto, adquirirá la titularidad de la parte correspondiente de dichos proyectos de ciclo combinado.

Durante 2023 y 2022, la Compañía cobró créditos de CVO por la suma de Ps. 36,94 millones y Ps. 38,64 millones, respectivamente, medidos en términos corrientes al 31 de diciembre de 2023.

Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora poseía participaciones en el capital de las sociedades que operan las siguientes centrales térmicas de FONINVEMEM:

Central eléctrica	Sociedad operativa	Ubicación	Capacidad instalada (MW)	Tecnología	Participación porcentual en la sociedad operativa (1) (2) (3)
San Martín	Termoeléctrica José de San Martín S.A. (TJSM)	Timbúes, Provincia de Santa Fe	865,00	Planta de ciclo combinado que dio inicio a sus operaciones en 2010	10,90%
Manuel Belgrano	Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (TMB)	Campana, Provincia de Buenos Aires	873,00	Planta de ciclo combinado que dio inicio a sus operaciones en 2010	12,26%
Vuelta de Obligado	Central Vuelta de Obligado S.A. (CVOSA)	Timbúes, Provincia de Santa Fe	816,00	Planta de ciclo combinado que dio inicio a sus operaciones en marzo de 2018	57,49%

(1) *En cada caso, Central Puerto es la empresa generadora del sector privado con mayor participación accionaria.*

(2) *A 31 de diciembre de 2023, Central Costanera posee una participación del 1,68% en TJSM, del 1,89% en TMB y del 1,30% en CVOSA. A al fecha del presente prospecto, la participación de la Emisora en CVOSA asciende a 55,89%*

(3) *Los números incluyen información de Central Puerto y Central Costanera.*

El 3 de enero de 2020, el gobierno argentino notificó a la Compañía informándole que, conforme al Acuerdo FONINVEMEM, TJSM y TMB debían realizar todos los trámites y las gestiones necesarios para incorporar al gobierno argentino como accionista de ambas sociedades reclamando, en cada caso, participaciones del 65,006% y del 68,826% en el capital de TMB y TJSM, respectivamente.

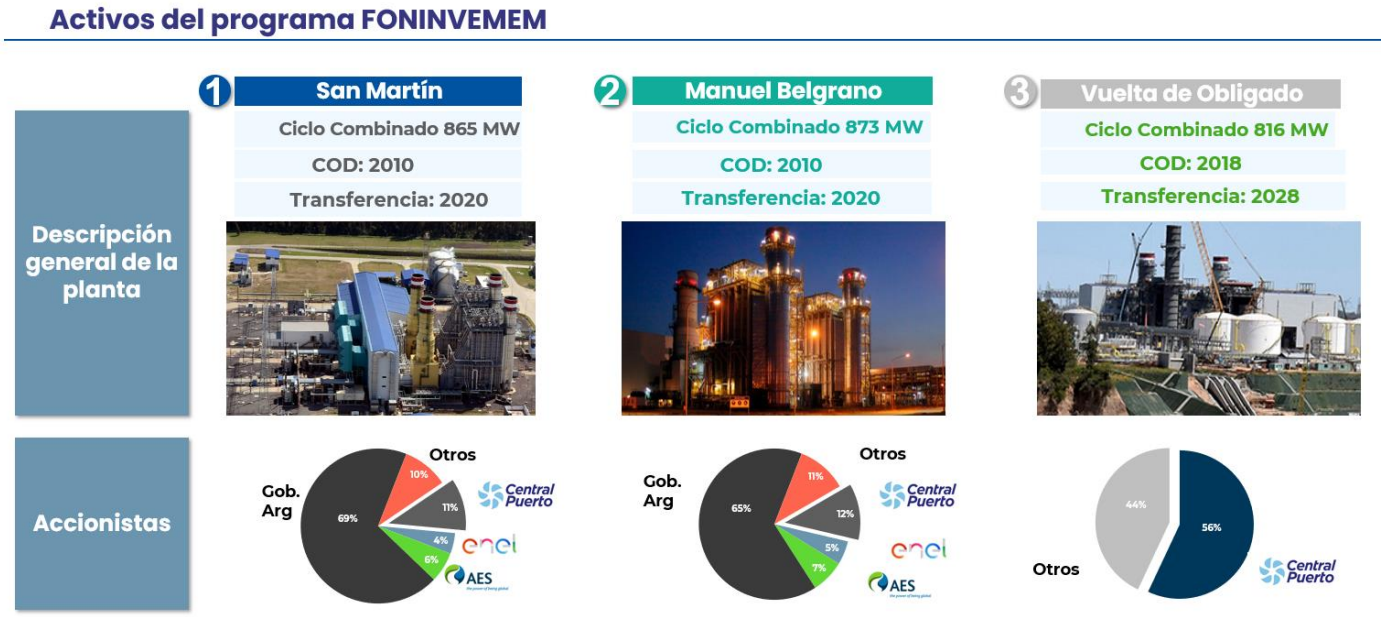
Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

El 11 de marzo de 2021, el Gobierno Nacional suscribió sus acciones y el patrimonio de los accionistas de TJSM y TMB se vio diluido. En el caso de la participación de la Compañía, se pasó del 30,875% al 9,627% en TJSM y del 30,946% al 10,831% en TMB.

Desde el 17 de febrero de 2023, y debido a la adquisición de Central Costanera S.A, poseemos participaciones del 10,90% en TJSM, del 12,26% en TMB y del 57,49% en CVOSA. A la fecha del presente prospecto, la participación de la Emisora en CVOSA asciende a 55,89% con motivo de la enajenación de parte de sus acciones.

Véase "*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora— La participación de la Emisora en TJSM y TMB se diluyó y su participación en CVOSA se diluirá significativamente"* e *"Información sobre la Emisora–Filiales—Termoeléctrica José de San Martín S.A. (TJSM), Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (TMB) y Termoeléctrica Vuelta de Obligado S.A. (CVOSA)".*

Los siguientes gráficos muestran el total de activos de la Emisora en virtud del programa FONINVEMEM:



(1) *La futura estructura de propiedad de las empresas operativas está sujeta a la Demanda que presentamos contra el gobierno argentino.*

(2) *"Plantas FONINVEMEM" se refiere a las plantas José de San Martín, Manuel Belgrano y Vuelta de Obligado.*

(3) *Las cifras de potencia se han redondeado. La potencia de determinados activos es la potencia nominal de la planta, que puede diferir de la potencia adjudicada.*

Estructura de propiedad posterior a la transferencia de la central a la sociedad operativa y a la incorporación del gobierno argentino. Esquema accionario a la fecha del presente prospecto.

Fuente: TJSM, TMB y CVOSA

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

El siguiente gráfico describe la ubicación de las plantas e inversiones en empresas de energía de Central Puerto en Argentina, con indicación de la respectiva capacidad instalada de cada una, al 31 de diciembre de 2023:

Portfolio diversificado de activos de generación

	Activos en operación	Technología	Capacidad (MW) Instalada[1]	Capacidad (MW) Disponible[2]	Remuneración (MW)[3] Spot	Remuneración (MW)[3] PPA	Plazo PPA
1	Central Costanera[5]	Térmica	2.259	1.692	1.692	-	-
2	Central Puerto	Térmica	1.747	1.645	1.645	-	-
3	Piedra del Águila	Hydro	1.440	1.440	1.440	-	-
4	Luján de Cuyo[4]	Cogeneración	576	562	453	109	2029-2034
5	San Lorenzo	Cogeneración	391	366	36	330	2035
6	Brigadier Lopez	Térmica	281	280	280	-	-
7	Genoveva I & II	Eólica	130	130	-	130	2040/2029
8	La Castellana I & II	Eólica	116	116	-	116	2040/2034
9	Guañizul II A	Solar	105	105	-	105	2041
10	Manque	Eólica	57	57	-	57	2040
11	Achiras I	Eólica	48	48	-	48	2040
12	Los Olivos	Eólica	23	23	-	23	2030
	Total		7.173	6.464	5.546	918	

(1) Fuente: CAMMESA. Corresponde a la capacidad teórica total de cada activo.
(2) Capacidad neta disponible informada a CAMMESA
(3) MW sobre capacidad disponible.
(4) La planta incluye 290 MW de ciclos combinados, 95 MW de cogeneración, 190 MW de turbinas a gas/vapor y 1 MW de una mini turbina hidráulica
(5) Central Costanera presentó ante CAMMESA una solicitud para el desafectar del servicio las turbinas de vapor COSTTV04 y COSTTV06, con una capacidad instalada total de 120 MW y 350 MW, respectivamente. Dicha solicitud fue publicada en el Boletín Oficial de la República Argentina el 22 de febrero de 2024.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la Emisora registró ingresos por Ps. 313.568 millones. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la Emisora comercializó aproximadamente el 80,42% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) en el marco del Mercado *Spot*. Las ventas en el marco del Mercado *Spot* representaron el 49,60% de los ingresos (en ARS) de la Emisora en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, las tarifas del Mercado Spot fueron calculadas por CAMMESA acorde a las Resoluciones 826/22, 59/23, 750/23 y 869/23. El esquema de remuneración se basa en un sistema de costos fijos y variables, el cual fue determinado por la Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 95/13, modificada y complementada sucesivamente por la Resolución SE N° 529/14, Resolución SE N° 482/15, Resolución SEE N° 22/16, así como la Res. 19/17, Res 1/19, Res. 31/20, Res. 440/21, Res. 238/22, Res. 826/22, Res, 59/23, Res. 750/23, Res. 869/23 y, más recientemente, por la Res. 9/24. Para mayor información véase la sección "*Información sobre la Emisora – Emergencia del Sector Eléctrico*".

En relación con los costos de combustible, con fecha 7 de noviembre de 2018, por Resolución N° 70/18 de la Secretaría de Energía Eléctrica, el gobierno argentino autorizó a las generadoras a comprar su propio combustible para centrales comprendidas en el marco regulatorio de Ventas en el Mercado *Spot*. Si las compañías generadoras optaban por esta opción, CAMMESA calculaba el costo de combustible de estas compañías y luego procedía a reembolsárselos, de acuerdo con los Costos Variables de Producción (CVP) declarados por cada generadora a CAMMESA. El Organismo Encargado del Despacho ("OED") - es decir, CAMMESA - siguió suministrando combustible a aquellas generadoras que no adhirieron a esta opción. Conforme a la Resolución N° 70/18 de la Secretaría de Energía Eléctrica, en noviembre de 2018, la Emisora comenzó a adquirir combustible para el ciclo combinado de Luján de Cuyo y, en diciembre de 2018, para todas sus centrales térmicas.

Con fecha 27 de diciembre de 2019, el ex Ministerio de Desarrollo Productivo emitió la Resolución12/2019, derogando la Resolución 70/2018 de la ex Secretaría de Gobierno de Energía y restableciendo el artículo 8 de la Resolución SE N° 95/2013. A partir del mes de enero de 2020, CAMMESA pasó a ser el único proveedor de combustible de las empresas generadoras, excepto por (i) unidades térmicas que tuviesen compromisos previos con CAMMESA relacionados con contratos de abastecimiento con gestión propia del

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

combustible, y (ii) unidades térmicas en virtud del marco regulatorio de Energía Plus, autorizadas por Resolución SE 1281/06 para abastecer de energía a grandes usuarios privados.

Para las turbinas que generan bajo el marco regulatorio de Energía Base, el combustible necesario para producir la energía que genera la Emisora es suministrado por CAMMESA, sin cargo, y el precio que la Emisora recibe en carácter de generador, por ventas no consumadas en virtud de contratos a término, es determinado por la Resolución SE N° 31/2020, sin computar el combustible suministrado por CAMMESA. La remuneración de Central Puerto en virtud de Energía Base depende, en gran medida, de la disponibilidad y la producción de energía eléctrica de sus plantas y, en el caso de las centrales térmicas, del Factor de Uso de cada equipo.

Por otra parte, la Emisora realiza ventas por contrato, incluidas (i) ventas por contrato en el mercado a término, (ii) ventas por contrato en el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER), (iii) ventas por contrato en el marco de Energía Plus, y (iv) ventas de energía en el marco del programa RenovAr.

Las ventas por contrato en el mercado a término incluyen ventas de energía eléctrica bajo contratos negociados con contrapartes del sector privado y del sector público. Las ventas por contrato en el MATER incluyen ventas de energía eléctrica en virtud de contratos negociados con contrapartes del sector privado y del sector público, generada única y exclusivamente por centrales de generación de energía renovable. En todos los casos, las ventas por contrato involucran PPA con clientes y se pactan en Dólares Estadounidenses. Los precios de las ventas por contracto en el mercado a término de energía generada por unidades térmicas y los precios de contratos en virtud de Energía Plus incluyen el precio del combustible utilizado para la generación, cuyo costo es asumido por el generador, o incluyen ese costo como componente de la venta que se traslada al cliente. Cuando el plazo es a más de un año, por lo general, estos contratos incluyen mecanismos de ajuste del precio de la electricidad ante variaciones en el precio del combustible o si el generador debe usar combustibles líquidos, ante la eventual escasez de gas natural. Para más información sobre los principales clientes de Central Puerto con quienes concreta ventas por contrato en el mercado a término, véase "*Antecedentes financieros - Información sobre la Emisora—Clientes*".

Las ventas por contrato en el mercado a término y las ventas por contrato en el MATER representaron el 9,42% y el 3,12% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) y el 24,17% y el 6,31% de los ingresos de la Emisora del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, respectivamente.

En la planta de Luján de Cuyo, la Emisora también tiene permiso para comercializar un porcentaje menor (hasta 16 MW) de su capacidad de generación y de la electricidad generada en virtud de contratos negociados con contrapartes del sector privado conforme a Energía Plus. Las ventas por contrato en el marco de Energía Plus representaron el 0,28% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) y el 0,47%% de los ingresos de la Emisora del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Por lo general, estos contratos tienen plazos a uno o dos años, están denominados en Dólares Estadounidenses y la contraprestación pactada se paga en Pesos, al tipo de cambio vigente a la fecha de pago. Según las reglas que rigen Energía Plus, la empresa generadora compra el combustible para cubrir la demanda de electricidad comprometida y suministra energía eléctrica a grandes consumidores a precios de mercado, en Dólares Estadounidenses, acordados previamente entre la empresa generadora y sus clientes.

Las ventas en el marco del programa RenovAr bajo contrato incluyen las ventas de energía eléctrica generada exclusivamente a partir de plantas de energía renovable bajo contratos negociados con contrapartes del sector público. Tenemos contratos a largo plazo firmados con CAMMESA. Los precios bajo estos PPA se encuentran denominados en dólares estadounidenses y están garantizados por el FODER. En el Programa RenovAr, nuestras subsidiarias, Achiras, La Castellana I, La Genoveva I y Cordillera Solar VIII (adquirido en Octubre de 2023) celebraron un PPA a 20 años con CAMMESA que establece que el 100% de la generación de la capacidad contratada de los parques eólicos y solares será vendida a CAMMESA al precio adjudicado más los respectivos factores de incentivo y ajuste que incrementan el precio adjudicado aproximadamente entre un 10,00% y un 15,00%. Las ventas en el marco del programa RenovAr representaron el 6,24% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) y el 11,29% de los ingresos de la Emisora del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Véase "*Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino*".

Central Puerto también produce vapor. Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora tenía una capacidad instalada de 465 toneladas por hora: la planta de cogeneración de San Lorenzo tenía una capacidad instalada de 340 toneladas por hora mientras que la capacidad instalada de la planta de Luján de Cuyo era de 125 toneladas por hora. Las ventas de vapor representaron el 4,72% de los ingresos de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. La producción de vapor del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de 2,02 millones de toneladas métricas, de las cuales 1,09 millones fueron provistas por la planta de San Lorenzo y 0,93 millones por el complejo Luján de Cuyo.

La planta de Luján de Cuyo suministra vapor en virtud de contratos negociados con YPF y la planta cogeneración de San Lorenzo suministra vapor bajo un contrato firmado con Terminal 6 Industrial S.A.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

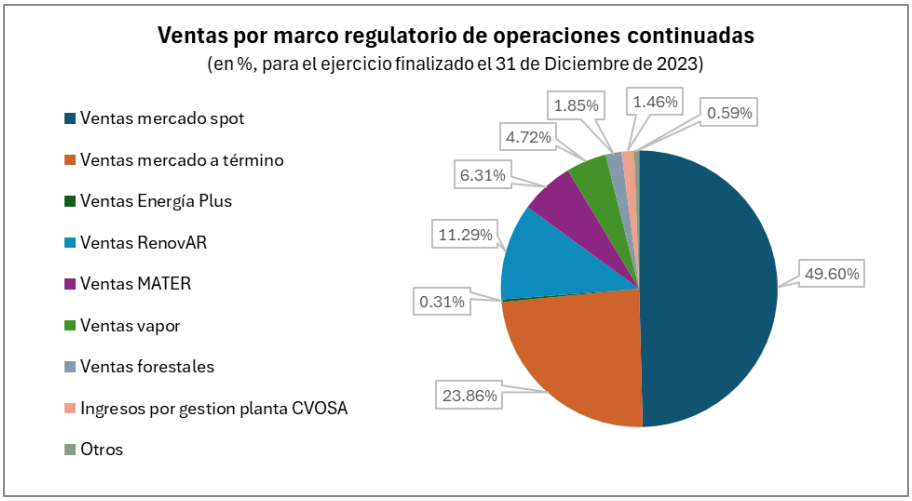
La planta de Luján de Cuyo de la Emisora tiene una unidad de cogeneración (CHP) que inició sus operaciones el 5 de octubre de 2019, reemplazando a la anterior CHP y que suministra unas 125 toneladas métricas por hora de vapor a la refinería de YPF en Luján de Cuyo en virtud de un contrato de abastecimiento de vapor. Este contrato está denominado en Dólares Estadounidenses, aunque puede ajustarse en el caso de variaciones en los precios de los combustibles denominados en dólares estadounidenses para combustibles necesarios para la generación de energía. Con fecha 15 de diciembre de 2017, la Emisora suscribió un nuevo contrato de abastecimiento de vapor con YPF por un plazo de 15 años que reemplazó al contrato existente con YPF. Para mayor información sobre los contratos de abastecimiento de vapor con YPF para la planta de Luján de Cuyo, véase *"Antecedentes financieros - Factores que afectan el resultado de las operaciones de la Emisora—Ventas por Contrato, Ventas de Vapor y Otras Ventas —Suministro de vapor a YPF—Planta Luján de Cuyo"*.

El contrato celebrado entre la Emisora y TGS por capacidad de transporte de gas natural continuó vigente tras la Venta de la Planta La Plata. Conforme a los términos del contrato con YPF EE, la Emisora revende su capacidad de transporte de gas a YPF EE a través del sistema de reventa creado por la Resolución ENARGAS 419/97. La reventa en virtud de ese sistema está abierta a terceros y, por consiguiente, no garantiza que YPF EE recibirá la capacidad de transporte de gas necesaria para operar la planta La Plata. Por lo tanto, el 25 de enero de 2018, la Emisora solicitó al Ministerio de Energía y al ENARGAS su inscripción como comercializadora de gas natural a fin de poder revender su capacidad de transporte de gas a YPF EE, sin riesgo de intervención de terceros interesados. El 20 de julio de 2018, la Emisora quedó efectivamente inscripta como comercializadora de gas natural. A la fecha del presente Prospecto, la entrega de la capacidad de transporte de gas a YPF EE se realiza por medio de un mecanismo de "reventa". La reventa de capacidad de transporte de gas natural a YPF EE representó el 0,59% de los ingresos de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

A su vez, como parte de sus ingresos, la Emisora recibe un honorario operativo por la gestión de la planta Central Vuelta de Obligado. Los ingresos por la gestión de la planta Central Vuelta de Obligado representaron el 1,46% de los ingresos de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

Finalmente, como resultado de nuestras adquisiciones en la industria forestal, realizadas en diciembre de 2022 y mayo de 2023, tenemos otra fuente de ingresos proporcionada por cinco subsidiarias: Forestal Argentina S.A., Loma Alta Forestal S.A., EVASA, Estancia Celina S.A. y Las Misiones. S.A. Estas subsidiarias en su conjunto generaron ventas equivalentes al 1,46% de los ingresos agregados de la Emisora el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2023. Dado que Forestal Argentina S.A. y Loma Alta Forestal S.A. fueron adquiridas el 27 de diciembre de 2022, y EVASA, Estancia Celina S.A. y Las Misiones S.A. fueron adquiridas el 3 de mayo de 2023, el año 2023 es el primero con ventas forestales.

El siguiente gráfico detalla los ingresos de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 por marco regulatorio:



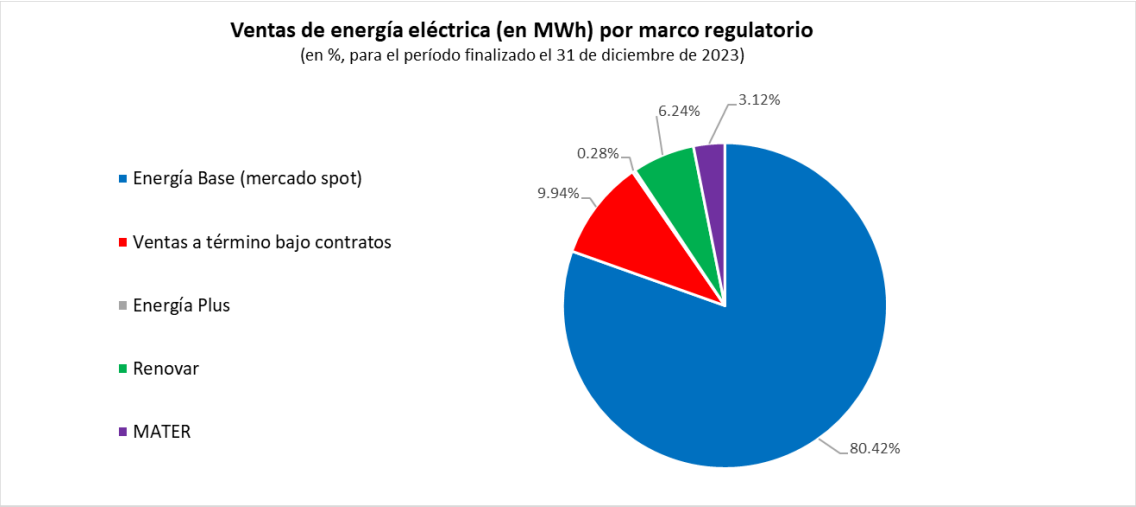
Fuente: Central Puerto.

Ingresos de operaciones continuadas por marco regulatorio
(en %, para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023)

Incluye ventas de energía y potencia a CAMMESA remuneradas conforme a la Resolución N° 826/22, Resolución 59/23, Resolución 750/23 y Resolución 869/23 (véase "Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino— Régimen de Remuneración"). Véase "Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria."

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

El siguiente gráfico detalla las ventas de energía eléctrica de la Emisora en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 por marco regulatorio en MWh:



Fuente: Central Puerto

Ventas de Energía Eléctrica (en MWh) por marco regulatorio
(en %, para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023)

En 2014, la Emisora adquirió cuatro turbinas a gas de gran capacidad y alta eficiencia: (i) una turbina a gas marca General Electric con una capacidad de 373 MW, (ii) dos turbinas a gas marca Siemens, cada una con una capacidad de 298 MW; y (iii) una turbina de gas Siemens con una capacidad de 286 MW, que instalamos en nuestro proyecto de cogeneración San Lorenzo, el cual comenzó a operar como ciclo combinado el 15 de agosto de 2021. En 2021, se vendieron dos turbinas de gas Siemens, cada una de ellas, con una capacidad de 298 MW. Con respecto a la turbina de gas de GE, estamos considerándola para posibles proyectos en el futuro y analizando otras perspectivas. Por otra parte, la Emisora adquirió un terreno de 130 hectáreas en el norte de la Provincia de Buenos Aires, situado en un lugar con excelentes condiciones para la entrega de combustible y acceso a líneas de transmisión de energía.

Adicionalmente, en el marco de la Licitación Pública Nacional e Internacional Nº CTBL 01/2018 convocada por Integración Energética Argentina S.A. ("IEASA"), en la que la Emisora resultó adjudicada, el 14 de junio de 2019 se celebró la transferencia del fondo de comercio conformado por la unidad productiva que integra la Central Termoeléctrica Brigadier López que cuenta actualmente con una potencia instalada de 280 MW. Cuando las obras de cierre de ciclo estén concluidas se estima que la potencia será 420 MW.

Contamos con contratos de servicios de mantenimiento a largo plazo para nuestras centrales de generación térmica provistos por empresas líderes mundiales en la construcción y mantenimiento de centrales térmicas como (i) General Electric, que mantiene la central de ciclo combinado de Nuevo Puerto, y Luján de Cuyo, (ii) Siemens, que realiza el mantenimiento del ciclo combinado del predio de Mendoza, la central termoeléctrica Brigadier López, las unidades de cogeneración de Luján de Cuyo y San Lorenzo, y (iii) Mitsubishi, que realiza el mantenimiento del ciclo combinado restante ubicado en la Central Costanera..

En el marco de dichos contratos, estos proveedores suministran materiales, repuestos, mano de obra y dirección de ingeniería de mantenimientos programados, de acuerdo con las respectivas recomendaciones técnicas.

Por otra parte, la Emisora celebró contratos con Vestas Argentina S.A. por la operación y el mantenimiento de los parques eólicos La Genoveva I hasta el 30 de agosto de 2040, La Genoveva II hasta el 31 de mayo de 2039, La Castellana II hasta el 31 de mayo de 2039 y Manque y Los Olivos hasta el 31 de mayo de 2039 y diciembre de 2039. También hemos suscrito contratos a largo plazo con Nordex Energy Argentina S.A para la operación y mantenimiento del parque eólico de Achiras hasta el 3 de septiembre de 2028 y de La Castellana hasta el 12 de agosto. 2028. En cuanto al parque solar Guañizuil II A, actualmente mantenemos un contrato a largo plazo con Huawei International Corporation hasta el 16 de abril de 2025.

Central Puerto también posee participaciones minoritarias significativas en sociedades habilitadas para brindar el servicio público de distribución de gas natural a través de sus redes en las provincias de Mendoza, San Juan, San Luis, Córdoba, Catamarca y La Rioja. Considerando las participaciones directas e indirectas, la Emisora posee (i) una participación del 21,58% en el capital de DGCU y (ii) una participación del 40,59% en el capital de DGCE (Ecogas).

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Ecogas tiene una red de distribución de gas de 37.502 km y atendía a aproximadamente 1.442.184 clientes al 31 de diciembre de 2023. En 2023, Ecogas distribuyó un volumen promedio de 12,5 millones de metros cúbicos de gas natural por día. En 2022, Ecogas distribuyó un volumen promedio de 13,3 millones de metros cúbicos de gas natural por día. Este volumen de distribución representó, aproximadamente, el 15% y el 15,4% del gas distribuido por todas las compañías distribuidoras de Argentina en diciembre de 2023 y 2022, respectivamente, según datos de ENARGAS. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, la participación de Central Puerto en Ecogas generó una ganancia de Ps.5.830 millones en concepto de participación en utilidades de una asociada, lo que representó el 3,99% del resultado neto de la Emisora durante ese período.

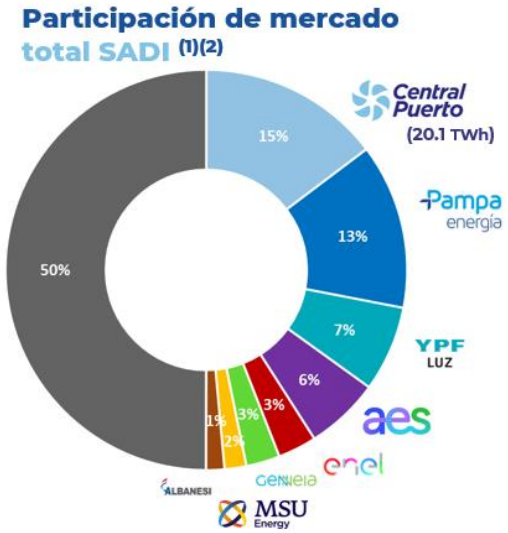
Recientemente, la Emisora ha realizado tres adquisiciones que han incrementado sus activos y contribuido a diversificar sus operaciones e ingresos. Por un lado, el 17 de febrero de 2023 se incorporaron los activos correspondientes a Enel Generación Costanera S.A. ("Central Costanera"), los cuales incluyen seis turbinas turbovapor, con una capacidad instalada de 1.140 MW de potencia, y dos unidades de ciclo combinado de 315 MW y 850 MW. Con posterioridad, Central Costanera presentó ante CAMMESA una solicitud para el desafectar del servicio las turbinas de vapor COSTTV04 y COSTTV06, con una capacidad instalada total de 120 MW y 350 MW, respectivamente. Dicha solicitud fue publicada en el Boletín Oficial de la República Argentina el 22 de febrero de 2024. Por otro lado, el Grupo incursionó en el segmento forestal a través de dos operaciones: en diciembre de 2022 se adquirieron las sociedades Forestal Argentina S.A. y Loma Alta Forestal S.A. y el 2 de mayo de 2023 se adquirieron Estancia La Celina S.A., Estancia Las Misiones S.A. y EVASA. Las dos adquisiciones en el segmento forestal suman, aproximadamente, 160.000 hectáreas.

Fortalezas competitivas

La Emisora cree haber logrado una posición competitiva sólida en Argentina, principalmente como resultado de su desarrollo en el sector de generación de electricidad, lo cual le ha permitido lograr las siguientes fortalezas:

- ***Una de las empresas de generación de energía del sector privado más grande de Argentina***. Central Puerto es una de las empresas de generación de energía del sector privado más grande de Argentina, en términos de energía eléctrica generada, según datos proporcionados por CAMMESA. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, la Emisora generó un total de 20.774 GWh netos de electricidad. Central Puerto tenía una capacidad instalada de 7.173 MW, al 31 de diciembre de 2023. La envergadura de Central Puerto en el mercado argentino la posiciona para aprovechar futuros proyectos, a medida que se realizan inversiones en el sector de generación de energía eléctrica. Otra ventaja es su vasta capacidad instalada, pues le brinda margen suficiente para apuntalar los contratos de gran volumen que negocia.

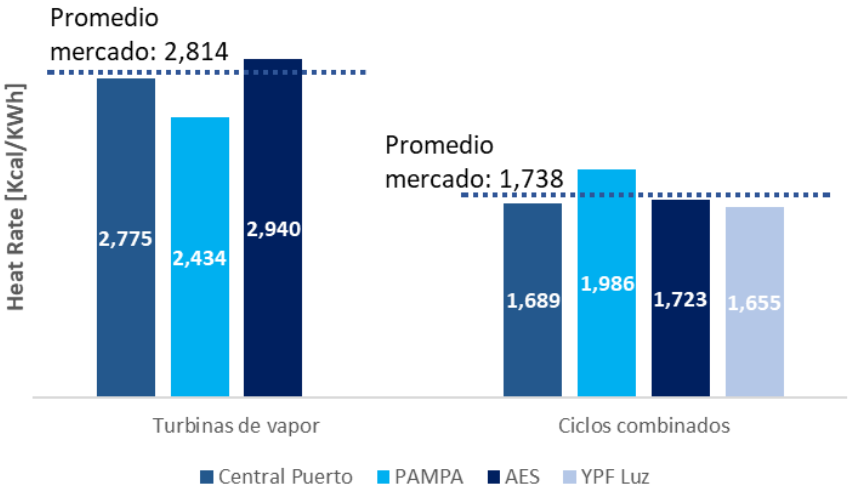
El siguiente gráfico muestra la participación de mercado de las principales generadoras privadas del país en el SADI para el año 2023 (agrupadas por compañías relacionadas y subsidiarias):



Participaciones de mercado de generación de energía total SADI
(1) Fuente: CAMMMESA
(2) Porcentajes calculados sobre la energía generada a nivel SADI

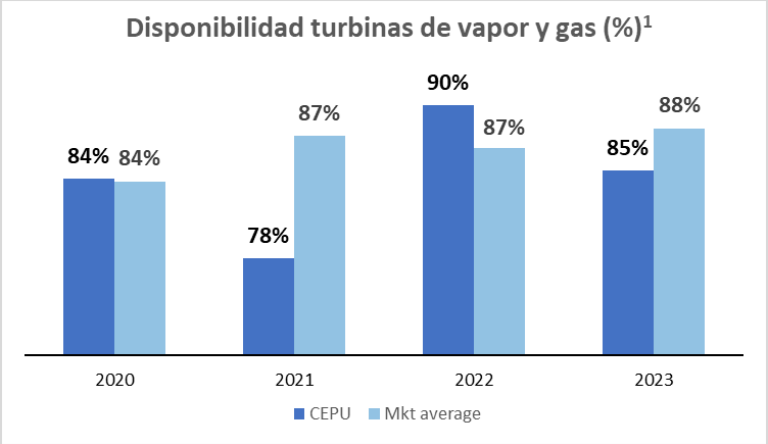
Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

- ***Activos de excelente calidad con sólido desempeño operativo***. La Emisora posee diversos activos de generación de energía eléctrica de excelente calidad, entre ellos, turbinas de ciclo combinado, turbinas a gas, turbinas a vapor, parques eólicos, paneles solares, tecnología hidroeléctrica y tecnología de cogeneración de electricidad y vapor, los que, a la fecha de este Prospecto, sumaban una capacidad instalada total de 7.173 MW. Los niveles de eficiencia de Central Puerto son superiores a los de la competencia, debido a la eficiencia de sus tecnologías.

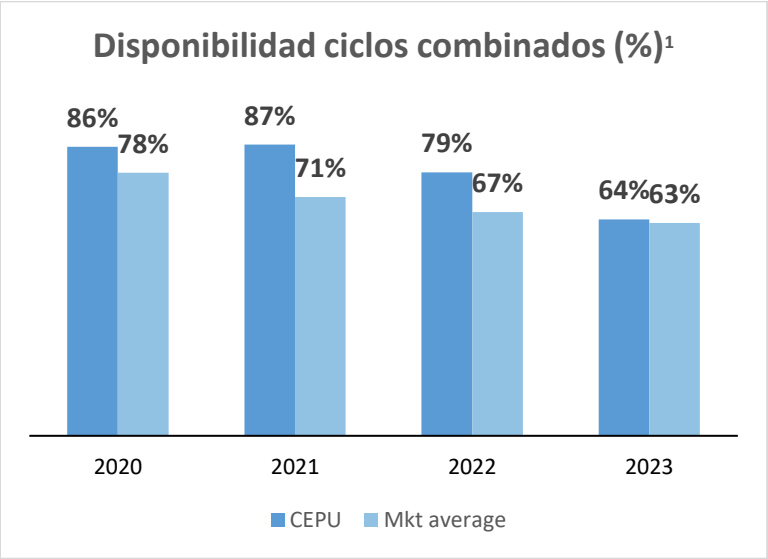


Fuente: CAMMESA

Los siguientes gráficos muestran el índice de disponibilidad de los activos térmicos de la Emisora en comparación con el promedio de mercado:



Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.



Fuente: Central Puerto, CAMMESA.

[1] Disponibilidad promedio de mercado para unidades térmicas.
[2] Para Central Puerto, se calcula un promedio ponderado de los activos en operación. En el cálculo de la disponibilidad de las turbinas se incorpora la baja de las turbinas de vapor COSTTV04 y COSTTV06, por un total de 470 MW, ubicadas en el complejo Central Costanera.

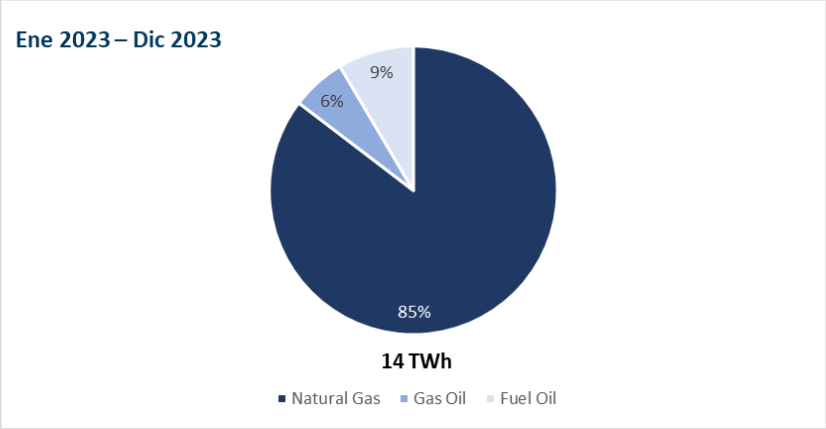
Tenemos contratos de mantenimiento a largo plazo con los fabricantes de nuestras unidades de ciclo combinado y plantas de cogeneración de mayor capacidad, a saber, la unidad de ciclo combinado Puerto, la unidad de ciclo combinado Luján de Cuyo en la planta Luján de Cuyo, la turbina de gas Brigadier López, las unidades de cogeneración en la planta Luján de Cuyo, la planta de cogeneración San Lorenzo, el ciclo combinado Mitsubishi en Central Costanera y nuestros parques eólicos y solares, en virtud de los cuales los fabricantes realizan el mantenimiento utilizando las mejores prácticas recomendadas para dichas unidades. El resto de nuestras unidades reciben mantenimiento a través de nuestro personal altamente capacitado y experimentado, que sigue estrictamente las recomendaciones y mejores prácticas establecidas por los fabricantes de dichas unidades. También somos capaces de generar energía a partir de varias fuentes de combustible, como el gas natural, el gasóleo y el fuelóleo. Además, en los últimos años hemos invertido en la adaptación de nuestras instalaciones para poder generar energía a partir de biocombustibles, y hemos desarrollado relaciones comerciales a lo largo de los años con empresas estratégicas de los sectores del petróleo y el gas y de los biocombustibles. Asimismo, nuestras unidades de generación se encuentran favorablemente posicionadas en la curva de despacho de energía del sistema (curva de coste marginal WEM), gracias a la diversidad tecnológica de nuestros activos de generación y a la alta eficiencia en el consumo de combustible, lo que garantiza un amplio despacho de energía al sistema, incluso teniendo en cuenta las nuevas incorporaciones de capacidad previstas para los próximos años, adjudicadas en subastas para incrementar la capacidad de generación térmica y de energías renovables.

- ***Activos de generación de energía diversificados y ubicados estratégicamente***. El negocio de la Emisora está diversificado tanto en términos geográficos como tecnológicos. Los activos de la Emisora son cruciales para la red de electricidad de Argentina debido a la flexibilidad que aporta la vasta capacidad de almacenamiento de combustible, que le permite almacenar 72.000 toneladas de combustible (suficientes para cubrir 5,5 días de consumo) y 89.000 toneladas de gasoil (suficientes para cubrir 7,3 días de consumo) de sus centrales térmicas, sumado al acceso que tiene la Emisora a muelles de aguas profundas, la capacidad de agua de la represa y su capacidad para almacenar energía durante 45 días, operando a máxima capacidad en Piedra del Águila. Las tarifas por la transmisión de energía se encuentran reguladas y están asociadas a la distancia entre el generador y el usuario, entre otros factores. En este sentido, las centrales térmicas de la Emisora cuentan con una excelente ubicación por encontrarse en importantes centros urbanos o en la cercanía de algunos de los clientes más importantes del sistema, lo que constituye una importante ventaja competitiva. Por ejemplo, aproximadamente el 37,6% del consumo de energía de Argentina se concentraba en el área metropolitana de Buenos Aires en 2023 de conformidad con el reporte mensual de diciembre de 2023 preparado por CAMMESA. Debido a que la falta de capacidad en el SADI restringe la distribución eficiente de energía eléctrica generada en otras áreas geográficas, las plantas de generación ubicadas en Buenos Aires y Mendoza son fundamentales para abastecer la gran demanda de electricidad que se registra en esas áreas. Por otra parte, debido a la necesidad de generar energía cerca de un área de alto consumo dentro del país, las plantas de la Emisora se ven menos afectadas por la instalación de capacidad nueva en otras regiones.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Las fuentes de combustible diversificadas de la Emisora le permiten generar energía en diferentes contextos, conforme se muestra en el gráfico a continuación:

Generación térmica de Central Puerto por tipo de combustible



Fuente: Central Puerto

La unidad de ciclo combinado marca Siemens situada en la planta de Luján de Cuyo (con una capacidad instalada de 290 MW) y la unidad de ciclo combinado de Buenos Aires (con una capacidad instalada de 277 MW) son las únicas unidades de Central Puerto S.A. que funcionan exclusivamente a gas natural.

- ***Ampliación de la capacidad instalada actual***. La Emisora ha tomado medidas para mejorar su posición estratégica como líder en empresas de generación de energía, ampliando y desarrollando su capacidad térmica y renovable. Asimismo, las recientes inversiones de la Emisora en el sector forestal le permiten diversificar sus operaciones y fuentes de ingresos así como complementar y fortalecer sus actividades vinculadas con la energía en la era de transición energética (véase sección "Acontecimientos recientes", adquisiciones de Central Costanera, Forestal Argentina, Loma Alta Forestal y Grupo EVASA).

Generación Térmica.

En 2014, la Emisora adquirió cuatro turbinas a gas de gran capacidad y alta eficiencia: (i) una turbina a gas marca General Electric con una capacidad de 373 MW, (ii) dos turbinas a gas marca Siemens, cada una con una capacidad de 298 MW; y (iii) una turbina de gas Siemens con una capacidad de 286 MW, que instalamos en nuestro proyecto de cogeneración San Lorenzo, que comenzó a operar el 21 de noviembre de 2020 como ciclo abierto. En 2021, se vendieron dos turbinas de gas Siemens, cada una de ellos, con una capacidad de 298 MW. Con respecto a la turbina de gas de GE, estamos considerándola para posibles proyectos en el futuro y analizando otras perspectivas.

En 2018, la Sociedad adquirió dos turbinas de gas Siemens con una capacidad de 56 MW por un precio de compra de 381,37 millones de coronas suecas (que, convertidas al tipo de cambio cotizado por el Banco Central a la fecha de cada pago, equivalen a 45,46 millones de dólares estadounidenses) para nuestro proyecto de Luján de Cuyo, que inició su operación comercial el 5 de octubre de 2019.

Por Resolución N° 287-E/17, la ex Secretaría de Energía Eléctrica llamó a licitación para el suministro de la energía eléctrica a generar a través de unidades existentes, la conversión de unidades de ciclo abierto en unidades de ciclo combinado, o la instalación de unidades de cogeneración. La Emisora presentó ofertas el 9 de agosto de 2017, y el 25 de septiembre de 2017, la Emisora resultó adjudicataria de dos proyectos de cogeneración en San Lorenzo (con una capacidad eléctrica adjudicada de 330 MW y 317 MW para el invierno y el verano, respectivamente) que iniciaron operaciones el 15 de agosto de 2021 y en Luján de Cuyo (con una capacidad eléctrica adjudicada de 93 MW y 89 MW para el invierno y el verano, respectivamente), la cual inició sus operaciones el 5 de octubre de 2019, siete semanas antes de la Fecha de Habilitación Comercial comprometida.

Con fecha 26 de julio de 2023, la Secretaría Nacional de Energía, por Resolución N° 621/2023, anunció la convocatoria abierta nacional e internacional "TerCONF" invitando a los interesados a presentar ofertas para centrales de generación térmica nuevas o usadas con determinadas características, con el propósito de incorporar potencia térmica en firme y confiable al SADI.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Así pues, la convocatoria se dividió en:

• Generación Térmica para confiabilidad y abastecimiento del SADI estableciendo una potencia objetivo de entre 2.250 MW y 3,000 MW, y

• Generación Térmica para reemplazar y eficientizar el parque de Tierra del Fuego, con una potencia objetivo de entre 30 MW y 70 MW.

Asimismo, la convocatoria se dividió en subcategorías con un límite de potencia a adjudicar:

• Renglón 1.0: Incremento de potencia de ciclos combinados existentes.

• Renglón 1.1: Mejora de la confiabilidad del suministro en áreas críticas.

• Renglón 1.2: Mejora de la confiabilidad del suministro regional.

• Renglón 1.3: Mejora de la confiabilidad del suministro general.

En el marco del proceso de licitación, el grupo presentó proyectos en Central Puerto por 312 MW y en Central Costanera por 516 MW. Las ofertas se presentaron el 26 de septiembre, mientras que la valoración técnica se llevó a cabo el 25 de octubre. La apertura de ofertas económicas tuvo lugar el 27 de octubre. Finalmente, el 29 de octubre, CAMMESA anunció los resultados del proceso, adjudicando los 2 proyectos presentados por Central Costanera por un total de 516 MW. No obstante, a la fecha de este Prospecto, aún no se han firmado los contratos y el proceso de licitación TerConf está siendo evaluado por la nueva administración.

A la fecha del presente Prospecto, se han iniciado las obras para el cierre del ciclo combinado de la planta Brigadier López, las cuales no han finalizado aún. En febrero de 2024, se formalizó el contrato con la constructora Sociedad Argentina de Construcción y Desarrollo Estratégico ("SACDE"). En virtud de dicho contrato, se definieron las obras, los servicios y las tareas necesarias para consumar el cierre del ciclo combinado. El 26 de febrero de 2024, se hizo entrega de la "orden de proceder". Se prevé que las obras finalizarán durante 2024. Gracias a la obra de cierre de ciclo combinado, se prevé que la planta, la cual cuenta con una turbina de gas marca Siemens SGT5-4000 F de combustible dual con una potencia total nominal de 292 MW, dispondrá de una potencia adicional de 140MW. Es decir que contará con una potencia total de 432 MW.

Generación de Energía Renovable.

En relación con la labor de la Emisora en el ámbito de las energías renovables, la Ley Nº 27.191 establece que los Grandes Usuarios, cuya demanda excede los 300 KW de electricidad anual promedio deben cumplir con la obligación de comprar energía renovable celebrando un contrato con una empresa de generación o a través de la auto-generación. El ex Ministerio de Energía y Minería, a través de la Resolución N° 281-E/ 2017 estableció el marco regulatorio que les permite a los Grandes Usuarios comprarle energía renovable a las empresas de generación del sector privado y las condiciones para otorgar "prioridad de despacho" para que sea posible celebrar esas transacciones y asegurar que las empresas de generación del sector privado no resulten restringidas en el futuro en su despacho de generación (véase "*Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino*"). La Emisora celebró PPA a largo plazo con clientes privados por el 100% de la capacidad de generación de energía estimada de los proyectos de energía eólica para el mercado a término desarrollados en virtud del marco regulatorio de la Resolución N° 281-E/17 y los siete parques eólicos de la Emisora comenzaron sus operaciones comerciales.

Con el propósito de diversificar la matriz energética de la Emisora, el 18 de octubre, la subsidiaria Proener adquirió de manera directa el 100% del capital social de Cordillera Solar y Scatec Equinor Solutions S.A., la propietaria y la operadora, respectivamente, de la central solar "Guañizuil II A".

La central solar Guañizuil II A está situada en la Provincia de San Juan, Argentina y tiene una capacidad nominal de 105 MW, generando unos 300 GWh/año. La planta cuenta con 358.560 paneles solares y cubre una superficie total de 270 hectáreas, siendo el tercer parque solar más grande de Argentina.

Asimismo, la central solar Guañizuil II A tiene un factor de capacidad de 33%, superando el promedio de la región, posicionándola entre los parques con mejor factor de capacidad del mundo. Esto le permite producir energía para abastecer la demanda de aproximadamente 86.000 hogares. El esquema de remuneración de la central es un PPA con CAMMESA en el marco del programa Renov.ar 2.5 por un plazo de 20 años.

La Emisora considera que la adquisición de su primer parque de tecnología fotovoltaica es otro paso transcendental en la diversificación de su matriz energética, en el marco de su estrategia de expansión y consolidación en el mercado de energías

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

renovables. Así pues, Central Puerto generará el 9,6% de la energía solar total del país y alcanzará una capacidad de 475 MW en energía renovables, de los cuales 80% corresponde a energía eólica y 20% a energía solar.

La Emisora no puede garantizar que el gobierno argentino lanzará nuevas licitaciones, que sus ofertas tendrán éxito, o que podrá celebrar PPA en el futuro. Véase "Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora — Ciertos factores ajenos al control de la Emisora podrían afectar o demorar los proyectos adjudicados o alterar los planes de ampliación de sus plantas existentes."

- ***Generación de flujos de fondos estables respaldada, en parte, por flujos de fondos denominados en Dólares Estadounidenses***. Una parte de los flujos de fondos de la Emisora están denominados en Dólares Estadounidenses, los cuales se liquidan en pesos aplicando el Tipo de cambio correspondiente, y provienen principalmente de (a) contratos de suministro a largo plazo (PPA) celebrados con CAMMESA, y (b) contratos celebrados directamente como resultado de ventas consumadas en el marco de Energía Plus, en el MATER y ventas de vapor. Dichos pagos dependen, en mayor medida, de dos factores: (i) la disponibilidad de capacidad de generación y (ii) la cantidad de energía eléctrica o vapor generada. Ambas variables se han mantenido relativamente estables en los últimos años, como resultado de la diversificación de tecnologías y la alta eficiencia de las unidades de generación de energía de la Emisora. Por otro lado, los flujos de fondos de la Emisora tienen poca exposición a los cambios en los precios del combustible pues el combustible necesario para producir energía destinada a las Ventas en el Mercado *Spot* es suministrado por CAMMESA sin cargo, y las ventas por contrato en el mercado a término generalmente incluyen mecanismos de ajuste de precios en base a las variaciones en el precio del combustible, de corresponder.

Durante 2023, la Compañía cobró Ps.36.94 mil millones en créditos de CVO medidos en la unidad de medida corrientes al 31 de diciembre de 2023.

Una situación financiera adecuada. La Emisora goza de una situación financiera adecuada y buena eficiencia operativa que, al combinarse con un nivel de endeudamiento relativamente bajo, le brindan la posibilidad de implementar con éxito su estrategia de crecimiento del negocio y crear valor para sus accionistas. En cuanto respecta a la situación financiera de la Emisora, el efectivo y equivalentes de efectivo y otros activos financieros corrientes de la Emisora ascendieron a un total de Ps.103.309 millones al 31 de diciembre de 2023 (aproximadamente U$S128 millones). A la fecha de este Prospecto, el efectivo y equivalentes de efectivo y otros activos financieros corrientes de la Emisora ascienden a un total de aproximadamente Ps.90.890 millones (aproximadamente U$S 106 millones).

Un equipo directivo sólido y con demostrada experiencia en lograr metas de crecimiento. Los ejecutivos de la Emisora cuentan con una vasta experiencia y trayectoria en el gerenciamiento corporativo y, en promedio, tienen unos 19 años de experiencia en la industria. Dichos ejecutivos combinan experiencia en diversos mercados y en diferentes ciclos y sectores económicos, lo cual ha sido demostrado por el crecimiento y la expansión que la Emisora ha experimentado desde comienzos de los años 90. Asimismo, dichos ejecutivos cuentan con probada experiencia en adquisiciones y acceso a los mercados financieros. El 14 de junio de 2019, en el marco de la licitación pública nacional e internacional convocada por IEASA, en la que la Emisora resultó adjudicataria, Central Puerto adquirió la Central Termoeléctrica Brigadier López. La gerencia de la Emisora logró obtener un Préstamo de U$S180 millones otorgado por Citibank N.A., JP Morgan Chase Bank N.A. y Morgan Stanley Senior Funding INC a fin de completar la adquisición. Véase "Liquidez y Recursos de Capital—Deuda— Préstamo de Citibank N.A., JP Morgan Chase Bank N.A. y Morgan Stanley Senior Funding INC".

Asimismo, en 2018, 2019 y 2020, la gerencia de la Emisora también obtuvo financiamiento para la ampliación de su capacidad instalada a través de diversos organismos multilaterales de crédito, agencias de crédito a la exportación y bancos comerciales, así como también obtuvo financiamiento en el mercado de capitales local, tal como se describe en "Liquidez y Recursos de Capital—Deuda".

En 2015, junto con un consorcio de inversores, la Emisora adquirió una participación minoritaria en Ecogas, una empresa que se dedica a distribuir gas natural a través de su red de 37.502 km de extensión y atiende a unos 1.442.184 clientes al 31 de diciembre de 2023, diversificando más aún la participación de la Emisora en el sector. La Emisora considera que su equipo directivo ha tenido éxito en identificar atractivas oportunidades de inversión, estructurar planes de negocio innovadores y consumar transacciones complejas con gran eficiencia. Ejemplos más recientes de este tipo de transacciones constituyen las adquisiciones de Central Costanera S.A., Forestal Argentina S.A., Loma Alta Forestal S.A. y Grupo EVASA (véase la sección "Acontecimientos recientes").

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Dentro de su estructura gerencial, la Emisora cuenta con importantes conocimientos a nivel nacional, con profesionales que han participado activamente en las etapas de construcción y desarrollo de proyectos, articulando planes de inversiones privadas y del sector público, tanto con socios argentinos como internacionales. A su vez, el equipo directivo de la Emisora cuenta con experiencia en la industria, en el ámbito local y en el internacional, se encuentra familiarizado con la operación de sus activos en contextos de constante cambio y evolución, y está altamente comprometido con el proceso cotidiano de toma de decisiones.

Finalmente, los funcionarios ejecutivos de la Emisora tienen un férreo entendimiento del entorno comercial de la Argentina que, históricamente, se ha caracterizado por su volatilidad, han entablado y mantenido relaciones duraderas con un diverso grupo de proveedores y clientes que han redundado en beneficio de ambas partes, y han cultivado relaciones con las autoridades regulatorias.

Sólido gobierno corporativo. La Emisora ha adoptado un código de gobierno corporativo tendiente a implementar las mejores prácticas de gobierno corporativo, que se basan en normas estrictas respecto de la transparencia, eficiencia, ética, protección del inversor y tratamiento igualitario de los inversores. El código de gobierno corporativo sigue las normas establecidas por la CNV. Asimismo, la Emisora ha adoptado un código de ética y un código de conducta interno diseñados para establecer normas respecto de la conducta profesional, la moral y el desempeño de los empleados. Asimismo, la mayoría de los miembros del Directorio de la Emisora son "independientes" de conformidad con el criterio establecido por la CNV, el cual puede diferir del criterio de independencia adoptado por la NYSE y el NASDAQ.

Estrategia comercial

La Emisora se propone consolidar y hacer crecer su posicionamiento dentro del sector energético de Argentina, manteniendo su actual base de activos, y adquiriendo y desarrollando nuevos activos relacionados con el sector. La Emisora resolvió expandir sus líneas de negocios en aquellos sectores en los cuales Argentina tiene claras ventajas comparativas. Los siguientes son los componentes clave de su estrategia:

- ***Consolidar la posición de liderazgo en el sector eléctrico***. La Emisora se propone consolidar su presencia en el sector de energía a través del análisis de alternativas de creación de valor mediante inversiones, desde un enfoque equilibrado al rendimiento y exposición al riesgo. La Emisora se ha comprometido a mantener estándares operativos y niveles de disponibilidad elevados. A tal efecto, la Emisora adhiere a una estricta estrategia de mantenimiento para sus unidades, basada en las recomendaciones de sus respectivos fabricantes y periódicamente realiza tareas de mantenimiento preventivo y predictivo. La Emisora enfoca sus esfuerzos en la optimización de los recursos disponibles, desde una perspectiva tanto de negocios como administrativa y tecnológica, y se centra también en aprovechar las sinergias operativas generadas por las centrales que están actualmente en construcción, las que utilizan sistemas, *know how*, clientes y proveedores semejantes.
- ***Transformarse en una empresa líder de Argentina en energías renovables***. Diversos estudios de investigación realizados por organizaciones como la Cámara Argentina de Energías Renovables indican que Argentina tiene un considerable potencial de generación de energía renovable (principalmente, energía eólica y solar). La Emisora considera también que la energía renovable adquirirá un rol cada vez más preponderante en la capacidad instalada de Argentina. El ex Ministerio de Energía y Minería, mediante la Ley N° 27.191, fijó una meta en virtud de la cual las fuentes de energía renovable deben representar el 20% del consumo de energía eléctrica de Argentina para el 31 de diciembre de 2025. Por lo tanto, la Emisora tiene previsto aprovechar esta oportunidad ampliando sus inversiones al ámbito de la generación de energía renovable. Para lograr este objetivo, la Emisora está consolidando su cartera de proyectos de energía renovable. En agosto de 2018, septiembre de 2018, julio de 2019, septiembre de 2019, diciembre de 2019/enero de 2020, febrero de 2020 y noviembre 2020, entraron en funcionamiento los parques eólicos La Castellana I, Achiras, La Castellana II, La Genoveva II, Manque, Los Olivos y La Genoveva I, respectivamente. En octubre de 2023, la subsidiaria Proener también adquirió el 100% del capital social con derecho a voto de Cordillera Solar y Scatec Equinor Solutions Argentina S.A, la propietaria y la operadora, respectivamente, de una planta fotovoltaica situada en la provincia de San Juan. Por otra parte, la Emisora está continuamente evaluando diversas opciones para diversificar sus activos de generación, incluyendo fuentes sustentables de generación de energía (véase "*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora— Ciertos factores ajenos al control de la Emisora podrían afectar o demorar los proyectos adjudicados o alterar los planes de ampliación de sus plantas existentes*"). En 2016, la Emisora formó la subsidiaria CP Renovables, con el fin de desarrollar, construir y operar proyectos de generación de energía renovable.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

- ***Adquirir activos en el sector forestal.*** En consonancia con la tendencia global de desarrollar proyectos novedosos que aumenten el desempeño medioambiental de las compañías y contribuyan a alcanzar los objetivos de descarbonización a nivel mundial, la Emisora ha dado un primer paso a través de la adquisición de: (i) Forestal Argentina S.A. y Masisa Forestal S.A. (actualmente, Loma Alta Forestal S.A.) el 27 de diciembre de 2022 y (ii) Empresas Verdes Argentina S.A., Las Misiones S.A. y Estancia Celina S.A. (Grupo EVASA) el 3 de mayo de 2023. Ambas adquisiciones en el segmento forestal suman, aproximadamente, 131.000 hectáreas, y se han decidido con el objetivo de convertirse en un actor relevante en este sector. Argentina posee claras ventajas comparativas regionales y globales en el sector, en tanto Forestal Argentina S.A. y Loma Alta Forestal S.A, adquirida por la filial Proener. cuentan con gerencias altamente experimentadas y un potencial de crecimiento significativo. El 3 de mayo de 2023, la filial Proener también adquirió el 100% del capital social con derecho a voto de Empresas Verdes Argentina S.A., Las Misiones S.A. y Estancia Celina S.A.
- ***Mantener una buena posición financiera y niveles de flujo de efectivo adecuados.*** Actualmente, la Emisora posee un nivel relativamente bajo de endeudamiento, lo cual refleja su adecuada posición patrimonial y capacidad de endeudamiento adicional. La Emisora considera que esa situación patrimonial adecuada es producto de políticas financieras responsables y de flujos de efectivo estables. La Emisora tiene previsto preservar el actual nivel de flujos de efectivo en los próximos años al, entre otras cosas, mantener un riguroso programa de mantenimiento de sus unidades de producción las que, según lo previsto por la Emisora, la ayudarán a seguir generando los positivos resultados operativos que viene obteniendo, en especial, en cuanto respecta a disponibilidad de sus turbinas. La Emisora tiene previsto financiar sus proyectos de ampliación, principalmente, mediante esquemas de préstamo, tales como líneas de crédito y financiamiento de proyectos o mercado de capitales para el caso de sus proyectos de energía renovable. Tanto CP La Castellana, CP Achiras, CPR Energy Solutions, Vientos La Genoveva I y Vientos La Genoveva II obtuvieron préstamos a largo plazo para financiar el desarrollo de los proyectos de energía renovable que les fueron adjudicados y adquirir turbinas eólicas. La Emisora también obtuvo un préstamo a largo plazo de Kreditanstalt für Wiederaufbau ("KfW") para financiar la construcción de la planta de cogeneración en Luján de Cuyo y un préstamo de Citibank N.A., JP Morgan Chase Bank N.A. y Morgan Stanley Senior Funding INC. para adquirir la central Brigadier López. Véase "Liquidez y Recursos de Capital—Deuda— Préstamo de Citibank N.A., JP Morgan Chase Bank N.A. y Morgan Stanley Senior Funding INC". Asimismo, la Emisora espera que la nueva capacidad de generación que estos proyectos aportan le permita incrementar sus flujos de efectivo y, por consiguiente, consolidar su situación financiera.

Subsidiarias

Central Vuelta de Obligado S.A.

CVOSA es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. CVOSA se dedica a gestionar la compra de equipos, y a construir, operar y mantener la central CVOSA que fue construida e inició sus operaciones el 20 de marzo de 2018, en el marco de un programa sustancialmente similar al FONINVEMEM. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, CVOSA generó una ganancia equivalente al 0,04% del resultado neto consolidado de la Emisora.

La Emisora posee el 55,89% de los derechos a voto en CVOSA, lo cual le otorga la facultad de aprobar resoluciones unilateralmente para las que se requiere una mayoría en la asamblea de accionistas en las que se las trate. No obstante ello, en el marco de un convenio entre accionistas celebrado entre Hidroeléctrica El Chocón S.A., Central Dock Sud S.A. (los "Demás Accionistas de CVOSA") y Central Puerto, la Emisora solo podrá aprobar las siguientes decisiones con el voto afirmativo de los Demás Accionistas de CVOSA, a saber: (i) consumar una fusión, escisión, transformación societaria o liquidación; (ii) incrementar o reducir el capital social; (iii) recibir aportes de capital; (iv) consumar transacciones con partes relacionadas; (v) modificar los estatutos; (vi) celebrar contratos operativos y de mantenimiento para la central Vuelta de Obligado; (vii) aprobar el contrato de fideicomiso relacionado con la central Vuelta de Obligado y sus eventuales modificaciones; (viii) presentar acciones legales contra autoridades gubernamentales, CAMMESA y/o el fideicomiso FONINVEMEM, el cual actualmente posee la titularidad de la central Vuelta de Obligado; (ix) celebrar contratos de servicios de ingeniería, suministro de gas y transporte; y (x) celebrar un contrato de compra de energía con CAMMESA para la central Vuelta de Obligado. En caso de que estas decisiones deban ser tomadas en una reunión del Directorio, las mismas solo podrán ser aprobadas con el voto afirmativo de, al menos, un miembro de dicho órgano designado por los Demás Accionistas de CVOSA.

El Directorio de CVOSA está formado por cuatro miembros, dos de ellos designados por la Emisora. Asimismo, la Emisora tiene derecho a designar al presidente del Directorio de CVOSA, cuyo voto cuenta doble en caso de empate. La Emisora también tiene derecho a designar a un miembro de la Comisión Fiscalizadora de CVOSA.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Conforme a los términos del acuerdo del FONINVEMEM relacionado con la central Vuelta de Obligado, cumplidos los diez años del inicio de las operaciones de la central Vuelta de Obligado, hecho que se produjo el 20 de marzo de 2018, todos los organismos gubernamentales que financiaron su construcción adquieren el derecho a ser incorporados como accionistas de CVOSA, lo cual, a su vez, podría diluir la participación de Central Puerto en el capital de CVOSA. Si la participación de la Emisora finalmente se diluyera, Central Puerto podría dejar de ser la entidad controlante de CVOSA.

Proener S.A.U.

Proener S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. La Emisora posee una participación del 100% en el capital de Proener S.A.U. El objeto social de Proener S.A.U. es la realización de actividades de inversión, incluyendo el sector energético y forestal. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, Proener S.A.U. y sus subsidiarias representaron una ganancia equivalente al 71,91% del resultado neto consolidado de la Emisora.

CP Renovables S.A.

En 2016, constituimos a CP Renovables S.A. ("CP Renovables"), para desarrollar, construir y explotar proyectos de generación de energía renovable. A la fecha del presente Prospecto, la Emisora posee una participación en CP Renovables S.A. en forma directa del 86,53% e indirecta vía CPR Energy Solutions S.A.U. (0,33%) y Vientos La Genoveva II S.A.U. (3,14%).

CP Renovables S.A. invierte en activos de energías renovables. En el periodo cerrado a 31 de diciembre de 2023, CP Renovables S.A. y sus filiales obtuvieron una ganancia equivalente al 3,44% de nuestro resultado neto consolidado.

CP Achiras S.A.U.

CP Achiras S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. CP Renovables posee una participación del 100,00% en el capital social de CP Achiras S.A.U., empresa que se dedica a la generación y comercialización de electricidad proveniente de fuentes renovables. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, CP Achiras S.A.U. generó una ganancia equivalente al 0,72% del resultado neto consolidado de la Emisora.

CPR Energy Solutions S.A.U.

CPR Energy Solutions S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones ("CP Energy Solutions"). CP Renovables ostenta una participación del 100,00% en el capital social de CPR Energy Solutions, empresa que se dedica a la generación y comercialización de electricidad proveniente de fuentes renovables. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, CPR Energy Solutions generó una pérdida equivalente al 0,03% del resultado neto consolidado de la Emisora.

Puerto Energía S.A.U. (anteriormente denominada CP Patagones S.A.U.)

Puerto Energía S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, Puerto Energía S.A.U. no representó ningún porcentaje del resultado neto consolidado de la Emisora.

CP La Castellana S.A.U.

CP La Castellana S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones ("CP La Castellana"). CP Renovables ostenta una participación del 100,00% en el capital social de CP La Castellana, empresa que se dedica a la generación y comercialización de electricidad proveniente de fuentes renovables. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, CP La Castellana generó una pérdida equivalente al 5,14% del resultado neto consolidado de la Emisora.

Vientos La Genoveva S.A.U.

Vientos La Genoveva S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones ("Vientos La Genoveva"). Con fecha 7 de marzo de 2018, la subsidiaria CP Renovables S.A. adquirió la participación total en el capital de Vientos La Genoveva S.A. y, en esa misma fecha, la transformó en una S.A.U. (sociedad anónima unipersonal). El 6 de agosto de 2018, la Emisora adquirió a su subsidiaria CP Renovables S.A. la participación total en el capital de Vientos La Genoveva S.A.U. Vientos La Genoveva es una sociedad que se dedica a la generación y comercialización de electricidad proveniente de fuentes renovable. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, Vientos La Genoveva generó una ganancia equivalente al 3,63% del resultado neto consolidado de la Emisora.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Vientos La Genoveva II S.A.U.

Vientos La Genoveva II S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones ("Vientos La Genoveva II"). Con fecha 28 de marzo de 2018, la subsidiaria CP Renovables S.A. adquirió la totalidad de las participaciones en el capital de Vientos La Genoveva II S.A. y, en esa misma fecha, la transformó en una S.A.U. El 6 de agosto de 2018, la Emisora adquirió a su subsidiaria CP Renovables S.A. la participación total en el capital de Vientos La Genoveva II S.A.U. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, Vientos La Genoveva II generó una pérdida equivalente al 0,39% del resultado neto consolidado de la Emisora.

Actualmente Vientos La Genoveva II tiene una participación accionaria en CP Renovables equivalente al 3,50% de su capital social.

CP Manque S.A.U.

CP Manque S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. CP Renovables ostenta una participación del 100% en el capital social de CP Manque S.A.U., empresa que se dedica a la generación y comercialización de electricidad proveniente de fuentes renovables. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, CP Manque S.A.U. representó una ganancia equivalente al 14,73% del resultado neto consolidado de la Emisora.

CP Los Olivos S.A.U.

CP Los Olivos S.A.U. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. CP Renovables ostenta una participación del 100,00% en el capital social de CP Los Olivos S.A.U., empresa que se dedica a la generación y comercialización de electricidad proveniente de fuentes renovables. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, CP Los Olivos S.A.U. representó una ganancia equivalente al 1,56% del resultado neto consolidado de la Emisora.

Forestal Argentina S.A.

Forestal Argentina S.A. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. La subsidiaria Proener posee una participación del 98%, en tanto Central Puerto S.A. ostenta una participación del 2% en el capital social de Forestal Argentina S.A, una sociedad cuyo objeto es la producción y comercialización de activos forestales. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, Forestal Argentina S.A. representó una ganancia equivalente al 1,37% del resultado neto consolidado de la Emisora.

Loma Alta Forestal S.A.

Loma Alta Forestal S.A. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. La subsidiaria Proener posee una participación del 98%, en tanto Central Puerto S.A. ostenta una participación del 2% en el capital social de Loma Alta Forestal S.A, una sociedad cuyo objeto es la producción y comercialización de activos forestales. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, Loma Alta Forestal S.A representó una pérdida equivalente al 2,62% del resultado neto consolidado de la Emisora.

Central Costanera S.A.

Central Costanera S.A. es una sociedad que cotiza en bolsa cuyas acciones cotizan en BYMA. Proener posee una participación del 75,68% en el capital de Central Costanera, compañía que lleva a cabo actividades en el sector de producción y comercialización de electricidad. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, Central Costanera S.A. representó una pérdida equivalente a 6,47% del resultado neto consolidado de la Emisora.

Cordillera Solar VIII S.A.

Cordillera Solar es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones, propietaria de la central fotovoltaica Guañizuil IIA situada en la Provincia de San Juan. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, Cordillera Solar representó una pérdida equivalente a 6,91% del resultado neto consolidado de la Emisora.

CP Servicios Renovables S.A. (anteriormente denominada Scatec Equinor Solutions Argentina S.A.)

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

CP Servicios Renovables S.A. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. Proener posee una participación del 100% en el capital social de CP Servicios Renovables S.A., una compañía que opera la central fotovoltaica Guañizuil IIA situada en la Provincia de San Juan. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, CP Servicios Renovables representó una pérdida equivalente a 0,36% del resultado neto consolidado de la Emisora.

Empresas Verdes Argentina S.A

Empresas Verdes Argentina S.A. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. La subsidiaria Proener posee una participación del 98,01% mientras que la subsidiaria Forestal Argentina S.A. posee una participación del 1,99% en el capital social de Empresas Verdes Argentina S.A, una sociedad que posee activos forestales en la provincia de Corrientes. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, Empresas Verdes Argentina S.A. representó una ganancia equivalente a 6,57% del resultado neto consolidado de la Emisora.

Las Misiones S.A.

Las Misiones S.A. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. La subsidiaria Proener posee una participación de 88,67% mientras que Empresas Verdes Argentina S.A tiene una participación de 11,33% en el capital social de Las Misiones S.A, una compañía que posee activos forestales en la provincia de Corrientes. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, Las Misiones S.A. no tuvo aportes al resultado neto consolidado de la Emisora.

Estancia Celina S.A.

Estancia Celina S.A. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. Las subsidiarias Las Misiones S.A., Proener y Empresas Verdes Argentina S.A poseen participaciones de 79,20%, 17,20% y 3,60%, respectivamente, en el capital social de Estancia Celina S.A, una compañía que posee activos forestales en la provincia de Corrientes. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, Estancia Celina S.A. no tuvo aportes al resultado neto consolidado de la Emisora

Filiales

Termoeléctrica José de San Martín S.A. (TJSM) y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (TMB)

TJSM y TMB son empresas privadas cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. Ambas se dedican a gestionar la compra de equipos, y a construir, operar y mantener las centrales eléctricas San Martín y Belgrano, respectivamente, construidas en el marco del programa FONINVEMEM. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, TJSM y TMB no contabilizaron porcentaje alguno del resultado neto consolidado de la Emisora.

Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora poseía una participación del 10,90% en los derechos a votos de TJSM y del 12,26% en los derechos a voto de TMB.

El Directorio de TJSM y de TMB está formado por nueve miembros.

Una vez transcurridos diez años de operaciones, finalizó la duración de dichos fideicomisos y el Estado Nacional, que financió parte de la construcción, debía ser incorporado como accionista de TJSM y TMB. En el caso de TJSM y TMB, el plazo de diez años finalizó el 7 de enero de 2020 y el 2 de febrero de 2020, respectivamente. A partir de esas fechas, durante los 90 días posteriores, TJSM y TMB y sus accionistas debían llevar a cabo todos los trámites y las gestiones necesarios para que el gobierno argentino recibiera las acciones representativas de su participación en el capital de TJSM y TMB que le correspondían, habida cuenta de los aportes de capital que ha efectuado en estas sociedades.

El 3 de enero de 2020, antes de que comenzara el citado período de 90 días, el Estado Nacional (a través del Ministerio de Desarrollo Productivo) notificó a la Compañía (junto con TJSM, TMB y las demás compañías de generación accionistas de TJSM y TMB) informándole que, conforme al Acuerdo FONINVEMEM, TJSM y TMB debían realizar todos los actos necesarios para incorporar al Estado Nacional como accionista de ambas sociedades reclamando participaciones del 65,006% y del 68,826% en el capital de TMB y TJSM, respectivamente.

El 9 de enero de 2020, Central Puerto, junto con otras empresas generadoras accionistas de TJSM y TMB, objetó a dicha notificación indicando que las participaciones reclamadas por el Estado Nacional no se correspondían con los aportes efectuados para la construcción de las centrales eléctricas conforme a los términos del Contrato. Esta nota fue respondida el 4 de marzo de 2020 por el Estado Nacional (mediante dos notas del Ministro de Desarrollo Productivo), ratificando los términos de la nota recibida el 3 de enero de 2020.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

En marzo de 2020, la Compañía interpuso un recurso administrativo contra lo dispuesto por el Estado Nacional impugnando los actos referidos anteriormente (el "Recurso"). En virtud de este Recurso, la posición de los accionistas de TJSM y TMB es que la participación del Estado Nacional en cada una de las empresas debe ser menor, pero su incorporación como accionista en dichas empresas es indiscutible.

El 4 de mayo de 2020 y el 8 de mayo de 2020, tuvieron lugar las asambleas extraordinarias de accionistas de TMB y TJSM, respectivamente, en las cuales se permitió el ingreso del Estado Nacional como accionista de TJSM y TMB. En cada una de las asambleas extraordinarias de accionistas, la participación accionaria aprobada fue la que el Estado Nacional alega que le corresponde, que es: 65,006% en TMB y 68,826% en TJSM.

En cada una de las asambleas de accionistas, la Emisora (y otros accionistas), hicieron la correspondiente reserva de derechos con el objetivo de continuar con el Recurso, y manifestaron expresamente que la incorporación del Estado Nacional como accionista en TMB y TJSM con la participación por él definida fue aprobada con el único propósito de lograr la transferencia de los activos del fideicomiso -que incluye, entre otros, las centrales eléctricas- de los respectivos fideicomisos a TJSM y TMB.

El 11 de marzo de 2021, el Estado Nacional suscribió sus acciones y el patrimonio de los accionistas de TJSM y TMB se vio diluido. En el caso de la participación de la Compañía, se pasó del 30,875% al 9,627% en TJSM y del 30,946% al 10,8312% en TMB.

Desde el 17 de febrero de 2023, y debido a la adquisición de Central Costanera S.A, poseemos participaciones del 10,90% en TJSM, del 12,26% en TMB.

Véase "Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora— La participación de la Emisora en TJSM y TMB se diluyó y su participación en CVOSA se diluirá significativamente."

Grupo Ecogas - Inversora de Gas del Centro S.A. (IGCE)

IGCE es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. Sus únicos activos significativos son una participación del 55,29% en el capital de DGCE, una sociedad que se dedica a brindar el servicio público de distribución de gas natural por redes en las provincias de Córdoba, La Rioja y Catamarca y una participación del 51% en el capital de DGCU, una sociedad que se dedica a brindar el servicio de distribución de gas natural por redes en las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis. En 2019, IGCE absorbió a IGCU, RPBC y MAGNA.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora posee una participación accionaria del 42,31% en IGCE y una participación accionaria directa de 17,20% en DGCE. Por lo tanto, la Emisora posee, directa e indirectamente, una participación del 40,59% en el capital de DGCE e, indirectamente, una participación accionaria del 21,58% en el capital de DGCU.

En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, IGCU e IGCE (incluyendo la participación directa en DGCE) contabilizaron una ganancia equivalente al 3,98% del resultado neto consolidado de la Emisora (véase *"Historia y desarrollo de la Emisora"*).

Energía Sudamericana S.A.

Energía Sudamericana S.A. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones, que se dedica exclusivamente a la comercialización de gas natural. La Emisora posee una participación directa del 2,45% en el capital social de Energía Sudamericana S.A., además de una participación indirecta del 41,06%, a través de sus participaciones en el capital de IGCE. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, Energía Sudamericana S.A. no representó un porcentaje significativo del resultado neto de la Emisora.

COySERV S.A.

COySERV S.A. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones, que se dedica principalmente a brindar servicios y realizar obras de construcción relacionadas con la industria del gas. La Compañía posee una participación indirecta del 32,21% en el capital de COySERV S.A., a través de sus participaciones en el capital de IGCE, DGCE y DGCU. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, COySERV S.A. no representó un porcentaje significativo del resultado neto de la Emisora.

Geser S.A.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Geser S.A. es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones, que se dedica a efectuar dentro del país, por cuenta propia, de terceros, o asociada a terceros, la prestación de servicios integrales especializados a otras personas jurídicas, vinculados con las actividades administrativas y/o comerciales que se derivan del desarrollo de sus negocios centrales.

Con fecha 24 de marzo de 2022, la Emisora adquirió 8.599 acciones de Geser, equivalente al 8,599% del capital social, por la suma de $2.631.292,62. Dicha participación, junto con la participación indirecta en dicha sociedad a través de Inversora de Gas del Central, totaliza una participación directa e indirecta total del 41,55%.

GESER S.A.U.

Con fecha 24 de marzo de 2022, la Emisora adquirió una participación equivalente al 8,599% en la compañía relacionada GESER S.A.U. que se encontraba bajo control de IGCE. El precio de compra fue de Ps. 2.631.000. GESER SAUR es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones que se dedica a la prestación de servicios administrativos. En el período finalizado el 31 de diciembre de 2023, GESER S.A.U. no contabilizó porcentaje significativo alguno del resultado neto de la Emisora.

Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (TGM)

TGM es una sociedad privada cuyas acciones no se encuentran en el régimen de oferta pública de acciones. La Emisora posee una participación del 20,00% en el capital social de TGM, compañía propietaria de un gasoducto que se extiende desde Aldea Brasilera (en la provincia de Entre Ríos) hasta Paso de los Libres (en la Provincia de Corrientes). En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2023, TGM contabilizó una pérdida equivalente al 0,34% del resultado neto consolidado de la Emisora.

El restante 80% es propiedad de Total Gas y Electricidad Argentina S.A. (32,68%), Tecpetrol S.A. (21,79%), RPM Gas S.A. (14,63%) y Compañía General de Combustibles S.A. (10,90%).

El gasoducto tiene una extensión aproximada de 450 km y una capacidad de transporte de hasta 15 millones de metros cúbicos por día.

Resumen de las Actividades

Al 31 de diciembre de 2023, todas las operaciones de Central Puerto en el sector de generación de energía se encuentran concentradas en catorce centrales en Argentina y la cartera se encuentra dividida en dos tipos de plantas de generación eléctrica: (i) Generación de Energía Eléctrica de fuentes convencionales y (ii) Generación de Energía Eléctrica de fuentes renovables.

El siguiente cuadro detalla ciertas operaciones relacionadas a los activos de generación de energía de la Emisora para los períodos indicados:

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	**2022**	**2021**
Generación—GWh/año			
Complejo Puerto..	5.371	7.414	6.563
Complejo Costanera (4)	3.367	-	-
Planta Luján de Cuyo	3.138	3.090	3.136
Planta Brigadier López	67	153	93
Planta San Lorenzo	2.037	1.934	463
Planta Piedra del Águila	5.173	3.283	2.565
Parque Eólico La Castellana I (2)	398	432	416
Parque Eólico La Castellana II (2)	70	62	68
Parque Eólico Achiras (2)	188	201	191
Parque Eólico Manque (2)	238	231	236
Parque Eólico Los Olivos (2)	99	102	104
Parque Eólico La Genoveva I (2)	378	391	375
Parque Eólico La Genoveva II (2)	177	191	179
Parque Solar Guañizuil II (3)	73	-	-
Total	**20.774**	**17.484**	**14.389**
Ventas en el Mercado *Spot* (Energía Base)—GWh/año			
Complejo Puerto	5.371	7.414	6.563
Complejo Costanera (4)	3.367		
Planta Luján de Cuyo	2.489	2.480	2.409
Planta Brigadier López	69	34	1

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	**2022**	**2021**
Planta San Lorenzo	41	72	156
Planta Piedra del Águila	5.174	3.283	2.565
Parque Eólico La Castellana I (2)	-	-	-
Parque Eólico La Castellana II (2)	-	-	-
Parque Eólico Achiras (2)	-	-	-
Parque Eólico Manque (2)	-	-	2
Parque Eólico Los Olivos (2)	-	-	1
Parque Eólico La Genoveva I (2)	-	-	-
Parque Eólico La Genoveva II (2)	-	-	-
Parque Solar Guañizuil II (3)	-	-	-
Total	**16.511**	**13.283**	**11.697**
Ventas bajo contrato y PPA—GWh/año			
Complejo Puerto	-	-	-
Complejo Costanera (4)	-	-	-
Planta Luján de Cuyo	641	609	727
Planta Brigadier López	-	118	92
Planta San Lorenzo	1.987	1.863	307
Planta Piedra del Águila	-	-	-
Parque Eólico La Castellana I (2)	398	432	416
Parque Eólico La Castellana II (2)	70	62	71
Parque Eólico Achiras (2)	188	202	191
Parque Eólico Manque (2)	245	239	241
Parque Eólico La Genoveva II (2)	177	191	178
Parque Eólico Los Olivos (2)	92	94	97
Parque Eólico La Genoveva I (2)	378	391	375
Parque Solar Guañizuil II (3)	73	-	-
Total	**4.249**	**4.201**	**2.695**
Compras de Energía – GWh/año			
Complejo Puerto	49	71	46
Complejo Costanera (4)	66	-	-
Planta Luján de Cuyo	11	17	7
Planta Brigadier López	-	3	3
Planta San Lorenzo	3	225	6
Planta Piedra del Águila	-	-	-
Parque Eólico La Castellana I (2)	1	1	1
Parque Eólico La Castellana II (2)	-	-	-
Parque Eólico Achiras (2)	-	-	-
Parque Eólico Manque (2)	-	8	-
Parque Eólico La Genoveva II (2)	-	-	-
Parque Eólico Los Olivos (2)	-	-	-
Parque Eólico La Genoveva I (2)	-	-	-
Parque Solar Guañizuil II (3)	-	-	-
Total	**130**	**325**	**63**
Producción de Vapor (Toneladas métricas/año)			
Planta Luján de Cuyo	928.381	918.044	1.099.223
Planta San Lorenzo	1.089.509	1.042.066	109.288
Total	**2.017.890**	**1.960.110**	**1.208.511**
Consumo de Gas Natural —MMm^3/año			
Complejo Puerto	876	899	831
Complejo Costanera (4)	902	-	-
Planta Luján de Cuyo	660	637	673
Planta Brigadier López	1	2	2
Planta San Lorenzo	274	199	91
Total	**2.713**	**1.737**	**1.597**
Consumo de Gas Oil - miles de m^3/año			
Complejo Puerto	44	222	267
Complejo Costanera (4)	10	-	-
Planta Luján de Cuyo	-	-	-
Planta Brigadier López	19	43	-
Planta San Lorenzo	105	161	9
Total	**178**	**426**	**276**
Consumo de Fuel Oil – miles de toneladas/año			

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	**2022**	**2021**
Complejo Puerto	278	567	361
Complejo Costanera (4)	52	-	-
Planta Luján de Cuyo	4	4	-
Planta Brigadier López	-	-	-
Planta San Lorenzo	-	-	-
Total	**334**	**571**	**361**
Disponibilidad —% por año [(1)]			
Complejo Puerto	75%	79%	88%
Complejo Costanera (4)	43%	-	-
Planta Luján de Cuyo	89%	89%	84%
Planta Brigadier López	93%	95%	96%
Planta Piedra del Águila	98%	100%	99%
Planta San Lorenzo	99%	91%	84%
Promedio ponderado para unidades térmicas [(1)]	**66%**	**84%**	**88%**
Promedio ponderado para centrales térmicas e hidroeléctricas [(1)]	**73%**	**89%**	**91%**

Fuente: CAMMESA.

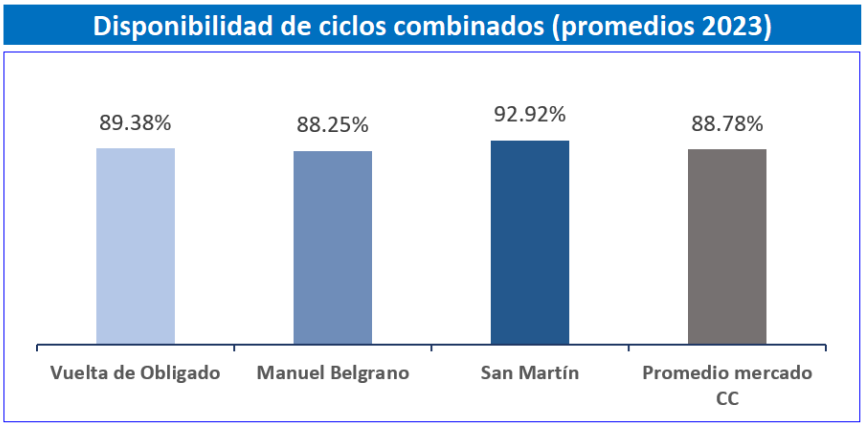
[(1)] Promedio ponderado en función de la capacidad de generación de cada unidad, sin considerar unidades de energía renovable que no reciben pagos vinculados a su disponibilidad.

[(2)] Los parques eólicos La Castellana I, La Castellana II, Achiras, Manque, Olivos, La Genoveva I y la Genoveva II son propiedad de CP La Castellana S.A.U., CPR Energy Solutions S.A.U., CP Achiras S.A.U., CP Manque S.A.U., CP Los Olivos S.A.U, Vientos La Genoveva I S.A.U y Vientos La Genoveva II S.A.U., respectivamente, en los cinco primeros casos, subsidiarias de propiedad de CP Renovables S.A., mientras que las últimas dos son sociedades controladas por Central Puerto S.A. A la fecha de este Prospecto, la Emisora posee una participación del 90,00% en el capital de CP Renovables. Véase *"Información sobre la Emisora—Subsidiarias"*.

[(3)] El parque solar Guañizuil II es propiedad de Cordillera Solar, una subsidiaria de propiedad absoluta de Proener S.A.U. A la fecha de este Prospecto, la Emisora posee una participación del 100% en el capital de Proener. Consideramos la información del parque solar Guañizuil II a 18 de octubre de 2023. Véase "Información sobre la Emisora—Subsidiarias".

[(4)] Complejo Costanera es propiedad de Central Costanera S.A, compañía en cuyo capital Proener S.A.U. posee una participación del 75,22%. A la fecha de este Prospecto, la Emisora posee una participación del 100% en el capital de Proener. Consideramos información de Central Costanera al 17 de febrero de 2023. Véase "Información sobre la Emisora—Subsidiarias".

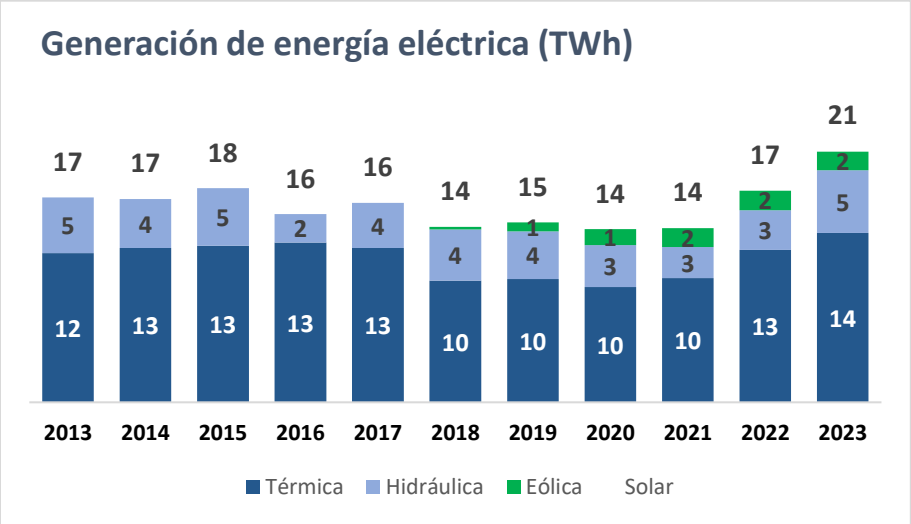
Asimismo, el siguiente gráfico muestra las características de disponibilidad de las tres Plantas del FONINVEMEM, esta tasa de disponibilidad considera el 100% de las horas del año:



Fuente: Central Puerto, CAMMESA

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

El siguiente gráfico muestra la evolución de la generación de energía eléctrica de Central Puerto para el período 2013-2023:



Fuente: CAMMESA.

El gráfico (i) incluye generación de compañías que fueron absorbidas por Central Puerto en 2014 (véase "Información sobre la Emisora") y (ii) excluye la planta La Plata la cual, con efecto a partir del 5 de enero de 2018, fue vendida por la Emisora a YPF EE.

Generación de Energía Eléctrica de las plantas de Generación Térmica

Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora poseía cinco complejos: Complejo Puerto, Complejo Costanera, Brigadier López, Luján de Cuyo y San Lorenzo.

Complejo Puerto

El Complejo Puerto cuenta con dos instalaciones, Nuevo Puerto, incluida la unidad Puerto Ciclo Combinado, y Puerto Nuevo (conjuntamente, el "Complejo Puerto"), ubicadas en el puerto de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a la vera del Río de la Plata. Ambas instalaciones se hallan próximas entre sí, en un complejo que ocupa aproximadamente 246.476 metros cuadrados, y posee una capacidad instalada total de 1.747 MW. El complejo Nuevo Puerto (que incluye ambas plantas de Nuevo Puerto y la planta Puerto de Ciclo Combinado) tiene un tamaño aproximado de 70.518 metros cuadrados. Puerto Nuevo cuenta con aproximadamente 92.370 metros cuadrados.

Las instalaciones de Nuevo Puerto fueron terminadas en 1926 y las de Puerto Nuevo fueron terminadas en 1930. Ambas instalaciones se fusionaron en los años 1980 en SEGBA, que posteriormente fuera convertida a Central Puerto luego de su privatización en 1992.

Nuevo Puerto se encuentra ubicada en Av. Thomas Edison 2001/2151 en la Ciudad de Buenos Aires, al norte del complejo y posee dos unidades tipo turbogrupos a vapor convencional (unidades de turbina a vapor 5 y 6), capaces de operar con gas natural y fuel oil, con una capacidad instalada actual de 360 MW.

La planta de Ciclo Combinado de Puerto se construyó en las instalaciones de Nuevo Puerto y fue habilitada comercialmente en el año 2000. El Ciclo Combinado dispone de una potencia instalada de 798 MW y está conformado por dos turbinas de gas General Electric 9FA, dos calderas de recuperación y una turbina a vapor General Electric D11. El Ciclo Combinado es una de las más modernas y eficientes del país y cuenta con la capacidad de consumir gas natural y gas oil. Además, desde el año 2011, se han readecuado sus instalaciones para que, en ocasión de consumir combustible líquido, pueda utilizar un *blending* de gas oil y bio diesel en hasta un 20%.

Puerto Nuevo se encuentra ubicada en Av. en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, ubicada hacia al sur del complejo y cuenta con tres unidades tipo turbogrupos a vapor convencional (unidades TV 7, 8 y 9), capaces de operar con gas natural y fuel oil con una capacidad instalada de 589 MW.

Tecnología. Las unidades turbogrupo a vapor de ambas instalaciones son turbinas con etapas de alta, media y baja presión, que operan mediante vapor súper calentado obtenido mediante una caldera convencional exclusiva. La unidad turbogrupo funciona en forma de ciclo. El agua circula hacia una caldera para generar vapor. La expansión del vapor hace girar la turbina, provocando que

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

se active un generador de energía eléctrica. Luego de su uso en la turbina, se recoge el vapor en condensadores donde vuelve a su forma líquida, y el agua circula nuevamente hacia la caldera para generar más vapor y alimentar nuevamente a la turbina.

La tecnología de ciclo combinado es una de las tecnologías de mayor eficiencia disponibles en generación de electricidad en base a combustibles fósiles. Consiste, en primer lugar, en la alimentación de la mezcla de combustible y aire a cada una de las turbinas a gas, donde la combustión produce una rápida expansión de los gases resultantes, transformando esa energía en rotación y finalmente en electricidad a través del generador acoplado a la turbina. Los gases de escape de cada turbina son recogidos y derivados a una cadera de recuperación que utiliza la energía calórica contenida en los gases de escape de la turbina a gas para generar vapor. El vapor así producido se inyecta en una turbina de vapor, donde al expandirse transfiere su energía a la turbina, siendo finalmente convertida en electricidad mediante un generador. De modo similar a una turbina de vapor convencional, el vapor es condensado y retornado al circuito para generar nuevamente vapor.

Ubicación. La ubicación del complejo dentro del Puerto de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, con el derecho a hacer uso de ciertas instalaciones portuarias, le permite a Central Puerto recibir y almacenar combustibles a gran escala. El combustible líquido (gas oíl, fuel oíl y biodiesel) es recibido a través de buques que operan en las dársenas aledañas al predio, desde los cuales se realiza la descarga directamente en el complejo. Para brindar flexibilidad operativa, existen entre las instalaciones de Puerto Nuevo y Nuevo Puerto vinculaciones subterráneas que permiten desplazar los combustibles almacenados entre ambas plantas, esto, de acuerdo con las necesidades del despacho de las unidades.

La ubicación de las instalaciones a la vera del Río de la Plata facilita la disponibilidad de agua como insumo básico de este tipo de instalaciones. El agua es un insumo fundamental tanto para generar vapor como para el enfriamiento de las unidades. En este sentido, tanto en Puerto Nuevo como en Nuevo Puerto se cuenta con plantas de tratamiento de agua capaces de tomar agua de río y entregarla en la calidad que cada etapa del proceso de generación de energía eléctrica requiere.

Actualmente, Central Puerto es titular del predio donde se sitúan las plantas de Nuevo Puerto, Puerto de Ciclo Combinado y Puerto Nuevo.

Suministro. La electricidad producida por cada unidad se despacha al SADI a través de un transformador perteneciente a las unidades de generación de la Emisora, el cual ajusta la tensión de salida del generador a la requerida por la red. La entrega se hace en las subestaciones de 132 KV aledañas a las plantas, que actualmente son operadas por Edenor S.A. (empresa distribuidora de electricidad titular de la concesión de distribución de energía eléctrica del área donde se ubica el Complejo Puerto).

Complejo Costanera

Tecnología. Se encuentra entre las centrales térmicas más grandes del país, con una capacidad instalada de más de 2.200 MW. Esta capacidad está conformada por seis Turbinas de Vapor que totalizan unos 1.100 MW (incluidas i. cuatro unidades British Thomson-Houston - BTH - de aproximadamente 120 MW cada una, las cuales están en funcionamiento desde los años sesenta, ii. una unidad Hitachi de 350 MW puesta en servicio en 1976, y iii. una unidad LMZ de 310 MW de 1984), las cuales funcionan a gas natural y también con fuel oil. El 22 de febrero de 2024 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la solicitud presentada por Central Costanera para la desconexión de las unidades de generación a vapor COSTTV04 y COSTTV06, por una capacidad instalada total de 120 MW y 350 MW, respectivamente.

Ubicación. El Complejo Central Costanera se erige como una de las centrales térmicas más importantes de Argentina. El complejo inició sus operaciones en 1963 y se encuentra estratégicamente ubicado en el área sur del puerto de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, contiguo al Río de la Plata. Esta ubicación posibilita una importante flexibilidad en el suministro de combustible, así como una proximidad clave al Gran Buenos Aires, el principal centro de consumo de electricidad del país.

Además, cuenta con dos ciclos combinados de alta eficiencia, una unidad Siemens de aproximadamente 270 MW, que fue el primer ciclo combinado de Argentina, construido durante 1995-1996, y una unidad Mitsubishi de 850 MW, la cual puede funcionar a gas natural como a gasoil, puesta en servicio en 1999.

Suministro. El Complejo Costanera inyecta su energía al SADI a través de conexiones a 132kV y 220kV, facilitadas por una estación transformadora operada por EDESUR.

Planta Luján de Cuyo

Las unidades generadoras están localizadas en la localidad de Luján de Cuyo, en la provincia de Mendoza, y poseen una potencia instalada de 576 MW. La planta inició sus operaciones en 1971.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Tecnología. La planta Luján de Cuyo cuenta con 11 unidades generadoras, siete turbinas turbogas, tres turbinas turbovapor y una mini turbina hidráulica, inaugurada en el año 2013, con una potencia total instalada de 576 MW.

El principal generador es un ciclo combinado conformado por una unidad de turbogas (TG25) marca Siemens y una turbina de vapor (TV15) marca Sköda; conformando así un ciclo combinado de última generación en términos de tecnología y alta eficiencia operativa.

La planta también tiene una unidad de cogeneración (CHP) que inició sus operaciones el 5 de octubre de 2019. Esta unidad suministra hasta 125 toneladas por hora de vapor a la refinería de YPF en Luján de Cuyo en virtud de un contrato de abastecimiento de vapor. La planta cuenta con dos turbogas marca Siemens (TG26 y TG27), y dos calderas de recuperación. El vapor es enviado a YPF mediante un vaporducto que vincula la planta con la refinería. Ambos turbogas cuentan con la posibilidad de operar a gas natural o gas oil.

La planta Luján de Cuyo también posee dos turbinas a gas marca Alstom tipo Frame5 (TG23 y TG24). Antes de que las unidades TG26 y TG 27 descriptas anteriormente entraran en servicio, TG23 y TG24 abastecían de vapor a la refinería de YPF en Luján de Cuyo, en una configuración de cogeneración. A partir del 5 de octubre de 2019, TG23 y TG24 fueron configuradas para operar en un ciclo abierto. Ambas turbinas a gas cuentan con la posibilidad de operar a gas natural o gas oil.

La planta Luján de Cuyo también tenía un ciclo combinado ABB, que operaba indistintamente a gas natural o gas oil o *blendings* de gas oil con biodiesel (hasta un 30%). Dado que la unidad TG21 se encuentra dada de baja desde el año 2014, la Compañía solicitó a CAMMESA autorización para desconectarla del MEM, la cual fue otorgada en abril de 2019. Asimismo, la Compañía solicitó autorización para desconectar la turbina de vapor TV14, debido a la baja capacidad de generación de esta unidad, la cual fue otorgada en octubre de 2019. Por sus características técnicas, la unidad TG22 puede operar como una turbina a gas a ciclo abierto. Por lo tanto, solo se consideró la capacidad de generación de TG22 a los efectos de describir la potencia total de la planta de Luján de Cuyo en este Prospecto.

Durante el año 2013, se inauguró una Mini Turbina Hidráulica, bajo el programa energías renovables GENREN del Ministerio de Planificación (posteriormente, la Secretaría de Energía Eléctrica y actualmente la Secretaría de Energía), consistente en una turbina y un generador marca Ossberger de 1 MW, para aprovechar el salto de agua existente dentro del predio de la planta Luján de Cuyo. Dicho salto es conformado por agua del río Mendoza, que es desviada hacia la planta a los efectos de servir como refrigeración de los condensadores de las unidades turbovapor.

También en el año 2013 se hicieron las inversiones necesarias para poder generar y comercializar energía eléctrica en Energía Plus. Para ello, se adecuaron las instalaciones del ciclo combinado (TG25-TV15) permitiendo incrementar la potencia del conjunto generador en 16 MW. Según la normativa de Energía Plus, el generador compra el combustible para cubrir la demanda de electricidad comprometida y abastece a los grandes consumidores de electricidad a precios de mercado, denominados en Dólares Estadounidenses, convenidos previamente entre el generador y sus clientes. Estos contratos requieren que el generador cuente con un contrato de combustible para generación, que le permita cubrir la demanda comprometida.

Ubicación. La planta está ubicada en el parque Industrial Provincial, Luján de Cuyo, Mendoza, por lo que es vecina de una serie de industrias allí localizadas, entre las que se destaca la refinería Luján de Cuyo perteneciente a YPF.

Además, el predio donde se encuentra instalada la planta de Luján de Cuyo se ubica a las orillas del río Mendoza, uno de los principales afluentes de la Provincia de Mendoza. La ubicación de la planta con acceso a agua del río Mendoza le permite contar con la fuente para la obtención de agua tanto para ser utilizada en el proceso de generación, como para su utilización como fuente fría en la refrigeración de los condensadores. La planta cuenta con instalaciones de planta de agua con niveles de producción adecuados a los requerimientos de la misma.

Suministro. La energía generada por las unidades instaladas en la planta de Luján de Cuyo es entregada al SADI, mediante la vinculación de la misma con la subestación de 132 KV Luján de Cuyo, que se encuentra adyacente a la planta, y que es operada por Distrocuyo, un operador de la red de transporte por distribución troncal del área Cuyo. El vapor es entregado, de conformidad con un contrato (distinto al contrato entre la planta de La Plata e YPF), mediante un corto gasoducto que conecta la planta de Luján de Cuyo con la refinería adyacente de YPF en Luján de Cuyo.

Dado que se trata de una planta mediterránea, la llegada de combustibles líquidos debe hacerse por tierra, esencialmente mediante camiones. Para amoldarse a la cadena de suministro de combustible, la planta cuenta con una playa de descarga de camiones transportistas de estos fluidos, todos con instalaciones para recibir gas oil, fuel oil y biodiesel. YPF debe suministrar gas natural para ser utilizado en el lugar, y, ante situaciones de escasez, YPF debe suministrar gas oil por hasta 45 días al año. La ubicación de la

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

refinería de YPF en Luján de Cuyo optimiza el proceso de logística, volviéndolo más sencillo debido a la cercanía de la refinería de Luján de Cuyo a la planta de Luján de Cuyo.

Planta Brigadier López

La Central Termoeléctrica Brigadier López se encuentra ubicada en el Parque Industrial Sauce Viejo, en la localidad de Sauce Viejo, Provincia de Santa Fe. La planta tiene una capacidad instalada de 281 MW y está en funcionamiento desde agosto de 2012.

En 2010, la empresa generadora del sector público IAESA (actualmente denominada ENARSA) inició la construcción de la central. En 2012, ENARSA fijó la fecha de habilitación comercial de la turbina de gas a ciclo abierto, completando así la primera etapa del proyecto. En junio de 2019, Central Puerto adquirió la central, con el objetivo de instalar una turbina a vapor, la cual ya fue adquirida, con una capacidad instalada de hasta 140 MW en configuración de ciclo combinado junto con la turbina a gas existente. A la fecha de este Prospecto, la construcción de las instalaciones de la central de ciclo combinado se encuentra iniciadas y se prevé que finalizarán durante 2024 (véase "*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora— El brote de una enfermedad podría tener consecuencias adversas significativas para las operaciones de la Emisora, incluidos nuevos proyectos*.").

Tecnología: la Central Termoeléctrica Brigadier López tiene una unidad de generación de energía operativa, con una capacidad instalada de 281 MW (la cual puede alcanzar una capacidad total de hasta 420 MW, operando como ciclo combinado). Esta unidad generadora está integrada por una turbina a gas marca Siemens (TG01), modelo SGT5-4000 F y un generador con refrigeración por aire marca Siemens, modelo SG 1000A. La turbina a gas funciona a gas natural como también a gas oil (diesel oil).

Asimismo, la central tiene una turbina a vapor de 140 MW, modelo SST-900 RH con diseño de carcasa doble y una caldera de recuperación, cuya instalación no se encuentra finalizada a la fecha de este Prospecto. Bajo una configuración de ciclo combinado, la Central Termoeléctrica Brigadier López debería operar como un ciclo combinado altamente eficiente, incrementando así su eficiencia y capacidad total de generación.

Ubicación: la central se encuentra ubicada en el parque industrial Sauce Viejo, cerca de muchas otras plantas industriales. El parque industrial Sauce Viejo se encuentra ubicado en la Ruta Nacional Nº11, a 20 km de la ciudad de Santa Fe, capital de la Provincia de Santa Fe. Esta ubicación es sumamente estratégica debido a su accesibilidad y ventajas logísticas.

A su vez, la Central Termoeléctrica Brigadier López yace en la costa del río Coronda, uno de los principales cauces del río Paraná. El acceso desde el río Coronda brinda una fuente de suministro de agua para el proceso de generación y el condensador de la turbina a vapor. La central tiene una planta de tratamiento de agua, con niveles de producción adecuados para satisfacer sus requerimientos.

Suministro: la energía eléctrica generada por las unidades instaladas en la Central Termoeléctrica Brigadier López es entregada al SADI, primero, a través de un transformador de alta tensión y, luego, a través de la subestación transformadora Brigadier López a 132 kV. Si bien el transformador es propiedad de Central Puerto, la subestación es operada por EPE Santa Fe (empresa que tiene la concesión del servicio de distribución y transporte de energía eléctrica en la provincia de Santa Fe). El transformador modifica la tensión de salida del generador para llegar a la tensión necesaria de la red eléctrica, y la subestación actúa como interfaz entre la Central Termoeléctrica Brigadier López y las líneas aéreas conectadas al SADI.

La central opera mayormente a gas natural. Se conecta al gasoducto principal (GNEA) a través de un gasoducto exclusivo de 19 km de extensión que garantiza el suministro de gas natural. La central también puede operar utilizando combustibles líquidos, los cuales deben ser transportados por vía terrestre, habitualmente en camiones. Para posibilitar la cadena de suministro de combustible, la central posee un área de descarga de camiones con instalaciones equipadas para recibir y entregar gas oil. A su vez, la planta dispone de un muelle (que aún no está disponible), donde podrá recibir combustibles líquidos transportados por buques.

San Lorenzo

La central eléctrica San Lorenzo está situada en las cercanías de la ciudad de San Lorenzo, Provincia de Santa Fe. Se trata de un proyecto de cogeneración totalmente nuevo, con una capacidad instalada total de 391 MW y una capacidad de generación de vapor de 370 tn/h. La habilitación comercial de la planta se produjo a fines de 2020 bajo un contrato con CAMMESA de fecha 15 de agosto de 2021.

Tecnología: la central eléctrica San Lorenzo es un ciclo combinado Siemens con una capacidad de generación de hasta 391 MW. Está conformada por una turbina de gas de 291 MW y una turbina de vapor de 100 MW. Por reglamentación de potencia eléctrica, la planta puede suministrar hasta 370 toneladas/h de vapor a su cliente vecino, T6 Industrial. La turbina de gas puede funcionar a gas natural o gas oil.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Suministro. La energía eléctrica generada por las unidades instaladas en la planta San Lorenzo se entrega al SADI mediante dos conexiones. El turbogenerador de vapor está conectado por un cable de 132 KV con la subestación San Lorenzo (central de EPESF) y el turbogenerador de gas está conectado por una línea de 500 KV a las centrales de TRANSENER.

Mantenimiento

Las plantas cuentan con talleres, depósitos, e instalaciones adecuadas para llevar adelante la operación y el mantenimiento de las unidades. El mantenimiento de las unidades es coordinado con CAMMESA a fin de evitar la escasez de suministro de energía. Estas operaciones, vitales para el éxito del negocio, son realizadas según el tipo de máquinas, por personal propio de la Emisora o, en el marco de acuerdos de provisión de servicios de largo plazo ("LTSA") celebrados con compañías líderes mundiales en la construcción y el mantenimiento de centrales térmicas tales como (i) General Electric, que realiza el mantenimiento de la planta Puerto Ciclo Combinado y de parte de las unidades de Luján de Cuyo, (ii) Siemens, que realiza el mantenimiento del ciclo combinado del predio de Mendoza, la central termoeléctrica Brigadier López y las unidades de cogeneración de Luján de Cuyo y San Lorenzo, y (iii) Mitsubishi, que realiza el mantenimiento del ciclo combinado restante ubicado en Central Costanera.

En el marco de los acuerdos LTSA, estos proveedores suministran materiales, repuestos, mano de obra y dirección de ingeniería in situ de los mantenimientos programados de acuerdo con las recomendaciones técnicas correspondientes.

El personal propio de Central Puerto, en tanto, realiza el mantenimiento de los turbogrupos de vapor. Para ello, la Emisora cuenta con un stock de las piezas necesarias dentro de cada planta. Esto permite asegurar la disponibilidad inmediata de las mismas, reduciendo los tiempos de reemplazo de las piezas, al tiempo que permite garantizar la provisión de las partes no disponibles en el mercado.

Esta correcta planificación, tanto para los mantenimientos a cargo del personal propio, como para el caso de los mantenimientos tercerizados por General Electric, Siemens y Mitsubishi en el marco de LTSA, permite minimizar los tiempos de parada y reduce las indisponibilidades forzosas de las unidades, maximizando la eficiencia de las mismas.

Provisión de combustible y agua para generación térmica

Las plantas de recursos convencionales de la Emisora consumen tres tipos de combustible: (i) gas natural en todas las unidades, (ii) fuel oíl en las unidades turbo vapor exclusivamente, y (iii) gas oíl en las unidades turbo gas o ciclo combinados. Adicionalmente, en las unidades de ciclo combinado dual se puede utilizar una mezcla de biodiesel y gas oil en determinados porcentajes.

La siguiente tabla muestra el consumo potencial (calculado como el consumo habitual declarado por CAMMESA según las especificaciones del fabricante de la unidad, suponiendo que la misma produce energía el día entero) de combustible fósil de las unidades en las plantas de recursos convencionales de la Emisora al 31 de diciembre de 2023:

Planta	Unidad	Gas natural (Miles de m3/día)	Gas oil (m3/día)	Fuel oil (Ton/día)
Puerto Ciclo Combinado	CEPUCC11	1.804	1.917	-
Puerto Ciclo Combinado	CEPUCC12	1.804	1.917	-
Nuevo Puerto	NPUETV05	791	-	690
Nuevo Puerto	NPUETV06	1.612	-	1.369
Puerto Nuevo	PNUETV07	992	-	826
Puerto Nuevo	PNUETV08	1.319	-	1.109
Puerto Nuevo	PNUETV09	1.600	-	1.356
Subtotal Complejo Puerto		**9.922**	**3.834**	**5.350**
Central Costanera	COSTTV01	1.074	-	807
Central Costanera	COSTTV02	927	-	776
Central Costanera	COSTTV03	936	-	734
Central Costanera	COSTTV04	929	-	719
Central Costanera	COSTTV06	2.543	-	2.030
Central Costanera	COSTTV07	2.278	-	1.860
Central Costanera	COSTCC08	1.947	2.072	-
Central Costanera	COSTCC09	1.947	2.072	-
Central Costanera	BSASCC01	1.387	-	-
Subtotal Complejo Central Costanera		**13.968**	**4.144**	**6.926**
Luján de Cuyo	LDCUCC25	1.342	-	-
Luján de Cuyo	LDCUTV11	457	-	378
Luján de Cuyo	LDCUTV12	463	-	379
Luján de Cuyo	LDCUTG22	285	288	-
Luján de Cuyo	LDCUTG23	206	201	-
Luján de Cuyo	LDCUTG24	211	206	-

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Planta	Unidad	Gas natural (Miles de m3/día)	Gas oil (m3/día)	Fuel oil (Ton/día)
Luján de Cuyo.....	LDCUTG26	207	202	-
Luján de Cuyo.....	LDCUTG27	210	206	-
Subtotal Planta Luján de Cuyo.....		**3.381**	**1.103**	**757**
Brigadier López	BLOPTG01	1.758	1.820	-
Subtotal Planta Brigadier López.....		**1.758**	**1.820**	**-**
San Lorenzo…….	TER6CC11	1.585	1.640	-
Subtotal Planta San Lorenzo……...		**1.585**	**1.640**	**-**
Total Central Puerto.....		**30.614**	**12.541**	**13.033**

Fuente: CAMMESA. Programación estacional definitiva

La exposición de la Emisora a las variaciones de precios de combustibles es limitada, ya que, bajo la normativa vigente, el combustible necesario para la producción bajo el marco regulatorio de Energía base es provisto por CAMMESA, sin cargo alguno. Alternativamente, con fecha 7 de noviembre de 2018, por Resolución SEE 70/18, el Gobierno Argentino autorizó a las generadoras a comprar su propio combustible para centrales comprendidas en el marco regulatorio de Energía Base. Si las compañías generadoras optan por esta opción, CAMMESA calcula el costo de combustible de estas compañías y luego procede a reembolsárselos, de acuerdo con los Costos Variables de Producción (CVP) declarados por cada generadora a CAMMESA. El OED - es decir, CAMMESA - seguirá suministrando combustible a aquellas generadoras que no adhieran a esta opción. En el caso de los contratos de compra de energía, las variaciones en los costos del combustible son consideradas para determinar el precio de venta de energía. El precio que los generadores reciben por la energía es determinado por la Secretaría de Energía, sin provisiones para el precio del combustible suministrado.

En relación al consumo de agua, la misma tiene un costo únicamente en determinados casos puntuales debido a que la Emisora produce el agua necesaria en sus propios establecimientos. En el caso de la provisión de vapor a la refinería Luján de Cuyo (Mendoza), solo se paga por el agua consumida cuando el consumo supera los parámetros establecidos en el contrato con YPF.

Generación de Energía Eléctrica del Complejo Hidroeléctrico

Piedra del Águila

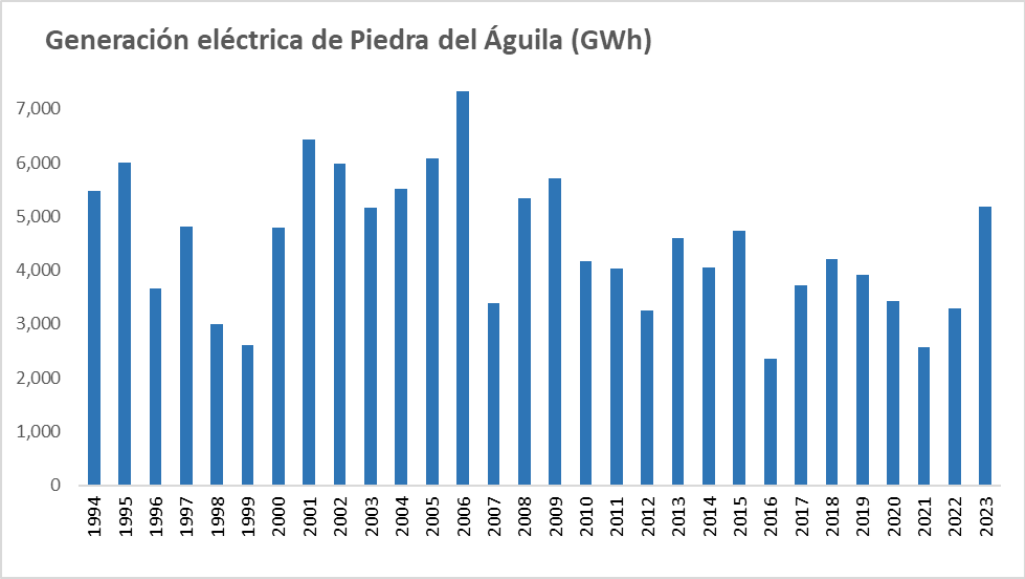
El complejo hidroeléctrico situado en Piedra del Águila es el complejo de generación hidroeléctrica del sector privado de mayor envergadura de la Argentina. Las obras concluyeron en 1994 y está situado en Argentina, a unos 1.200 kilómetros al sudoeste de Buenos Aires, sobre el Río Limay, en el límite entre las provincias de Neuquén y Río Negro. Piedra del Águila cuenta con una capacidad instalada de 1.440 MW a partir de cuatro unidades generadoras de 360 MW.

Piedra del Águila comprende una presa de gravedad construida de hormigón con una altura máxima de 170 metros sobre su fundación, una central eléctrica con cuatro unidades de turbogeneración de 360 MW cada una, obras de toma y conducción de agua, un aliviadero con capacidad para descargar 10.000 metros cúbicos por segundo, obras de desviación del río, un descargador de fondo con una capacidad de 1.500 metros cúbicos por segundo e instalaciones para la construcción, incluyendo caminos de acceso, un puente, y suministro de energía eléctrica. La presa está diseñada de forma tal de poder recibir dos unidades adicionales de turbogeneración de 360 MW, aunque a la fecha de este Prospecto, la Emisora no tiene planes de instalarlas (permitirían a la planta mayor potencia para abastecer picos, pero no modificarían la energía eléctrica generada al año, pues esa generación depende del afluente del río).

Los recursos hídricos permiten a Piedra del Águila generar anualmente un promedio de 4.495 GWh al año (en base a las operaciones históricas entre 1994 y 2023, sin contar la energía eléctrica destinada a uso interno). Durante dicho período, la máxima generación anual fue de 7.333 GWh en 2006 y la más baja de 2.351 GWh en 2016.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

El cuadro a continuación muestra la energía eléctrica generada por Piedra del Águila entre 1994 y 2023:



Fuente: CAMMESA

La presa. La presa de Piedra del Águila está formada por alrededor de 2,8 millones de metros cúbicos de hormigón impermeable. Tiene 860 metros de longitud, alcanzando una altura (desde su base) de aproximadamente 170 metros. La capacidad de almacenamiento asciende a 12.000 millones de metros cúbicos, de los cuales son utilizables 6.000 millones de metros cúbicos, lo que permitiría 45 días de generación a razón de 1.440 MW de capacidad 24 horas al día.

Seguridad del Paleocauce. En el margen izquierdo de la presa, se encuentra un valle fluvial rellenado con coladas basálticas denominado "paleocauce". Esta estructura natural constituye una segunda parte del cierre del río la cual se impermeabilizó para asegurar su estabilidad. El Paleocauce constituía una zona potencial de filtraciones en el margen izquierdo. Para mitigar los riesgos asociados a dicha circunstancia, antes del llenado inicial del embalse, se realizaron una serie de obras tendientes a reducir los gradientes de escurrimiento y garantizar su estabilidad:

- *Cortina de Impermeabilización*: Se materializó a través de inyecciones cementicias y químicas que se realizaron desde túneles horizontales de alrededor de 1.200 metros de longitud que se excavaron en el macizo. El objeto de esta obra fue impermeabilizar el relleno aluvial comprendido entre la roca base y la zona de contacto con el basalto.

- *Muro Diafragma*: Es una estructura de hormigón de transición de alrededor de 150 metros de longitud que vincula la cortina de impermeabilización con la presa.

- *Cortina de Drenaje*: Es un túnel horizontal de más de 400 metros de largo excavado en el macizo que cubre toda la sección transversal del Paleocauce, desde el cual se realizaron perforaciones para captar el agua de filtración que supera la cortina de impermeabilización.

- *Pozos de Drenajes*: Son cinco pozos verticales de alrededor de 40 metros de profundidad y 5 metros de diámetro ubicados aguas abajo de la cortina de drenaje, desde los cuales se realizaron perforaciones subhorizontales direccionadas al contacto basalto-aluvión para captar el agua que escurre por esa zona de alta permeabilidad.

- *Sistema de Bombeo*: Son diez electrobombas instaladas en una galería ubicada en el anfiteatro (zona más baja del macizo del Paleocauce) que tienen por objeto mantener los niveles piezométricos de uno de los acuíferos existentes en el aluvión en valores predeterminados para asegurar la estabilidad de esa zona.

La central eléctrica. La central hidroeléctrica, ubicada al pie de la presa, cuenta con cuatro turbinas del tipo Francis, con sus correspondientes generadores, un banco de transformadores para cada generador, y equipos de operación, control, y auxiliares. Las turbinas son turbinas hidráulicas formadas por ejes verticales con una carcasa espiralada de acero. Cada turbina tiene una capacidad

nominal de 360 MW y una carga hidráulica nominal de 350 metros cúbicos por segundo, y está diseñada para rotar a una velocidad de 125 rpm.

Cada generador opera con su correspondiente transformador elevador de 500 kV, el que comprende un sistema de doble barra conductora, con un único interruptor con aislamiento de acero SF-6, al que se conectan todas las unidades generadoras. El interruptor está conectado a la subestación transformadora del SADI a través de dos líneas de transmisión. La entrega se realiza en la Estación de 500 KV Piedra del Águila, operada por Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión S.A. ("Transener"), la cual posee, opera y mantiene el sistema de transmisión de electricidad de alta tensión más importante de Argentina.

Durante paradas y arranques de la central eléctrica como medio de servicio auxiliar se cuenta con dos líneas de 13,2 kV vinculadas a la red de distribución local operada por el Ente Provincial de Energía del Neuquén, dos generadores de emergencia y dos baterías estacionarias de 110V, cada una de las cuales es capaz de abastecer energía.

La operación y el mantenimiento de una planta hidroeléctrica son tareas relativamente sencillas en comparación con plantas térmicas que requieren de un uso intensivo de mano obra. Para operar la planta, se controla el flujo de agua, la generación de energía y el equipo relacionado. El personal de operación de la planta está organizado en varios departamentos: (i) ingeniería civil (a cargo de controlar el equipo y la estructura de la presa); (ii) operaciones (a cargo de controlar el suministro de la energía generada); (iii) servicios especiales y soporte técnico; y (iv) administración. El personal de Central Puerto se encarga del mantenimiento de la planta.

La gestión de operación y mantenimiento (O&M) de la central hidroeléctrica se realiza siguiendo las recomendaciones de los fabricantes y estándares de la actividad. Para el seguimiento de la gestión se utilizan indicadores de performance referenciados en el Standard 762 del *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE).

Todas las tareas ordinarias de O&M se llevan adelante con personal propio. El mantenimiento electromecánico de las Unidades Generadoras y Equipos Auxiliares está orientado a la predicción y prevención de fallas, y tiene como objetivo minimizar el mantenimiento correctivo y maximizar la disponibilidad de las Unidades Generadoras.

La operación de las Unidades Generadoras se realiza de acuerdo a los requerimientos del Organismo Encargado del Despacho (OED) y en cumplimiento de las Normas de Manejo de Aguas (NMA). La Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas está a cargo de la supervisión de la gestión hídrica y de la operación de la presa.

El estado de la presa y el Paleocauce es auditado cada cinco años por un panel de especialistas independientes bajo la fiscalización del Organismo Regulador de Seguridad de Presas (ORSEP). También se monitorea la fauna íctica y la calidad del agua del embalse y los ríos afluentes al menos cuatro veces por año.

El Contrato de Concesión HPDA. La Emisora es parte de un contrato de concesión con el gobierno argentino que finalizó el 28 de diciembre de 2023 (el "Contrato de Concesión HPDA"). Según los términos del Contrato de Concesión HPDA, la Emisora tiene derecho a generar y vender electricidad y a utilizar determinados bienes de propiedad del estado, incluyendo la planta y los recursos hídricos conexos. La Emisora puede únicamente utilizar la planta para generar electricidad. El gobierno argentino y la Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas tienen derecho a desviar o utilizar de cualquier otro modo los recursos hídricos actuales o futuros sin compensación alguna para la Emisora. El Contrato de Concesión HPDA y los derechos allí otorgados no pueden ser cedidos sin el previo consentimiento del gobierno argentino. Al finalizar el plazo de la Concesión, la explotación de la planta se revierte al gobierno argentino sin tener la Emisora derecho a compensación ulterior alguna. Central Puerto tiene como objetivo lograr la renovación del Contrato de Concesión HPDA antes de su finalización. A la fecha del presente Prospecto, la Emisora se encuentra en el Período de Transición, conforme a lo previsto en el Artículo 67.1 del Contrato de Concesión HPDA.

La Resolución N° 574/2023 publicada el 11 de julio de 2023 prorrogó por el término de 60 días (renovable por 60 días más) la fecha de finalización del Contrato de Concesión HPDA, entre otras centrales hidroeléctricas nacionales, cuyas concesiones finalizaban durante el Acuerdo 2023. La Resolución 02/24 de la Secretaría de Energía volvió a extender el plazo hasta el 27 de abril de 2024. Luego, el 15 de marzo de 2024, la Resolución 33/24 de la Secretaría de Energía prorrogó una vez más el período de transición por 60 días, fijando la fecha de vencimiento el 28 de junio de 2024. Recientemente, el 21 de mayo de 2024, una nueva resolución de la Secretaría de Energía, la 78/2024, volvió a extender el plazo de varias concesiones hidroeléctricas, entre ellas la de Piedra del Águila, cuyo nuevo vencimiento se establece para el 29 de diciembre de 2024.

En el marco de dicha prórroga, la Emisora extendió la vida útil de los turbogrupos y equipos auxiliares del Complejo Hidroeléctrico Piedra del Águila para amortizarlos hasta la nueva fecha de finalización del Contrato de Concesión HPDA.

A continuación se presenta un resumen de determinados términos y disposiciones del Contrato de Concesión HPDA:

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

- *Operaciones*: La Emisora está obligada a cumplir con determinadas normas y realizar algunas actividades, entre ellas, mantener una garantía general de Ps. 2,7 millones, mantener la planta y cumplir con obligaciones de seguridad y de materia ambiental, contribuir a un fondo de reparaciones, mantener registros y pólizas de seguro, entre otros.

- *Obras Obligatorias*: El gobierno argentino puede solicitar en cualquier momento que la Emisora lleve a cabo obras de carácter obligatorio solventadas conjuntamente por la Emisora y el gobierno argentino.

- *Cánones y Regalías*: La Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas tiene derecho a percibir un canon del 2,50% de los ingresos de la planta y las gobernaciones de las provincias de Río Negro y Neuquén perciben en total el 12% de dichos ingresos en concepto de regalías.

- *Indemnidad*: La Concesión incluye las disposiciones generales sobre indemnidad del gobierno argentino a Central Puerto en ciertas situaciones, incluyendo, entre otras, por daños o reparaciones que no son atribuibles a Central Puerto o por sus agentes o por daños causados por aguas abajo, en cada caso sujeto a ciertas condiciones. Central Puerto también indemniza al gobierno argentino en ciertas circunstancias.

- *Multas*: Toda demora u omisión por parte de la Emisora en el cumplimiento de las disposiciones del Contrato de Concesión HPDA o de las normas reglamentarias vinculadas con la generación o venta de electricidad puede llevar a la imposición de multas por parte del ente regulatorio correspondiente, aplicando un porcentaje sobre la facturación anual de la planta, que se establece dependiendo del tipo de incumplimiento. El gobierno argentino puede solicitar que CAMMESA efectúe directamente el pago de las multas al gobierno argentino con fondos obtenidos por ventas de energía en el MEM.

- *Rescisión*: El Contrato de Concesión HPDA puede ser rescindido por el gobierno argentino o Central Puerto en determinadas circunstancias que impliquen el incumplimiento de obligaciones contractuales, la imposición de multas, o el incumplimiento de las leyes y regulaciones aplicables por parte de Central Puerto, entre otras.

Suministro. Casi toda la energía producida por Piedra del Águila y por otros generadores de la zona de Comahue es transportada hacia los centros de mayor demanda, esencialmente el área metropolitana de Buenos Aires, situada aproximadamente a 1.200 kilómetros de la planta. El sistema de transporte desde la región del Comahue comprende dos corredores con un total de cuatro líneas de transporte de 500 KV (la última de ellas comenzó a operar en diciembre de 1999), más una quinta línea que vincula Comahue con la región de Cuyo que comenzó a operar en septiembre de 2011. Desde que se concluyó la construcción de estas últimas dos líneas, fue posible evacuar la totalidad de la capacidad de generación de las centrales de la región del Comahue.

Relación con los gobiernos provinciales. Como miembros de la Junta de Gobierno de la Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas, los gobiernos de las provincias de Neuquén y Río Negro participan en el control regulatorio de los recursos hídricos que utiliza Piedra del Águila. De conformidad con el Contrato de Concesión HPDA y el Artículo 43 de la Ley N° 15.336, la Emisora paga una regalía del 12% sobre los ingresos derivados de la producción de energía. Este canon se divide en partes iguales entre las provincias de Neuquén y Río Negro. La Provincia de Neuquén es titular del 4,13% del capital social de Central Puerto.

Generación de Energía Eléctrica de las Plantas de Generación Eólica

A la fecha de este Prospecto, la Emisora opera siete parques eólicos: La Castellana I, La Castellana II, Achiras, Manque, Los Olivos, La Genoveva I y La Genoveva II.

Parque Eólico La Castellana I

La Castellana I es un parque eólico operado por CP La Castellana S.A.U., una subsidiaria de propiedad absoluta de CP Renovables, en cuyo capital la Emisora posee una participación directa total consolidada del 90%. El parque eólico, el cual inició sus operaciones en agosto de 2018, está situado al sur de la Provincia de Buenos Aires, en las cercanías de las ciudades de Villarino y Bahía Blanca.

El parque tiene una capacidad instalada total de 100,8 MW que genera a través de 32 turbinas eólicas con una potencia de 3,15 MW cada una, suministradas por Nordex-Acciona.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Parque Eólico La Castellana II

La Castellana I es un parque eólico operado por CPR Energy Solutions SAU, una subsidiaria de propiedad absoluta de CP Renovables S.A., en cuyo capital la Emisora posee una participación directa total consolidada del 90%. El parque eólico, el cual inició sus operaciones en julio de 2019, está situado al sur de la Provincia de Buenos Aires, en las cercanías de las ciudades de Villarino y Bahía Blanca.

El parque tiene una capacidad instalada total de 15,2 MW que genera a través de 4 turbinas eólicas con una potencia de 3,6 MW cada una, suministradas por Vestas.

Parque Eólico Achiras

Achiras I es un parque eólico operado por CP Achiras S.A.U., una subsidiaria de propiedad absoluta de CP Renovables, en cuyo capital la Emisora posee una participación directa total consolidada del 90%. El parque eólico, el cual inició sus operaciones en septiembre de 2018, está situado al este de la Provincia de Córdoba, en las cercanías de la ciudad de Achiras.

El parque tiene una capacidad instalada total de 48 MW que genera a través de 15 turbinas eólicas con una potencia de 3,2 MW cada una, suministradas por Nordex-Acciona.

Parque Eólico Manque

Manque es un parque eólico operado por CP Manque S.A.U., una subsidiaria de propiedad absoluta de CP Renovables, en cuyo capital la Emisora posee una participación directa total consolidada del 90%. El parque eólico, el cual inició sus operaciones parcialmente en diciembre de 2019 (38 MW) y en enero de 2020 (15,2 MW) y plenamente en marzo de (3,8 MW), está situado al este de la Provincia de Córdoba, en las cercanías de la localidad de Achiras.

El parque tiene una capacidad instalada total de 57 MW que genera a través de 15 turbinas eólicas con una potencia de 3,8 MW cada una, suministradas por Vestas.

Parque Eólico Los Olivos

Los Olivos es un parque eólico operado por CP Los Olivos S.A.U., una subsidiaria de propiedad absoluta de CP Renovables, en cuyo capital la Emisora posee una participación directa total consolidada del 90%. El parque eólico, el cual inició sus operaciones en febrero de 2020, está situado al este de la Provincia de Córdoba, en las cercanías de la localidad de Achiras.

El parque tiene una capacidad instalada total de 22,8 MW que genera a través de 6 turbinas eólicas con una potencia de 3,8 MW cada una, suministradas por Vestas.

Parque Eólico La Genoveva I

La Genoveva I es un parque eólico operado por Vientos La Genoveva I S.A.U., en cuyo capital posee una participación directa total consolidada del 90%. El parque eólico, el cual inició sus operaciones en noviembre de 2020, está situado al sur de la Provincia de Buenos Aires, en las cercanías de la localidad de Cabildo, y 30 km al noroeste de la ciudad de Bahía Blanca.

El parque tiene una capacidad instalada total de 88,2 MW que genera a través de 21 turbinas eólicas con una potencia de 4,2 MW cada una, suministradas por Vestas.

Parque Eólico La Genoveva II

La Genoveva II es un parque eólico operado por Vientos La Genoveva II S.A.U., en cuyo capital la Emisora posee una participación directa total consolidada del 90%. El parque eólico, el cual inició sus operaciones en septiembre de 2019, está situado al sur de la Provincia de Buenos Aires, en las cercanías de la localidad de Cabildo, y 30 km al noroeste de la ciudad de Bahía Blanca.

El parque tiene una capacidad instalada total de 41,8 MW que genera a través de 11 turbinas eólicas con una potencia de 3,8 MW cada una, suministradas por Vestas.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Generación eléctrica de la Planta Fotovoltaica de la Emisora

Parque Solar Guañizuil IIA

Proener adquirió una participación del 100% en el capital social con derecho a voto de Cordillera Solar y Scatec Equinor Solutions Argentina S.A. (actualmente, CP Servicios Renovables S.A.), la propietaria y la operadora, respectivamente, de la central fotovoltaica Guañizuil IIA situada en la Provincia de San Juan. La central fotovoltaica tiene una capacidad instalada de 117 MW CC /105 MW CA.

FONINVEMEM y programas similares

Tras la crisis económica de 2001 y 2002, y la posterior devaluación del Peso Argentino, se registraron importantes desequilibrios entre los precios de la energía eléctrica que recibían los generadores y sus costos operativos. Habida cuenta de la merma de recursos del Fondo de Estabilización nacional, un fondo administrado por CAMMESA, destinado a compensar las fluctuaciones entre los precios estacionales pagados por los distribuidores y el precio spot en el MEM, como consecuencia de la decisión del gobierno argentino de mantener los precios estacionales (los precios de la energía que pagan los distribuidores) por debajo del precio spot pagado a los generadores, a través de una serie de medidas, se estableció un orden de prioridad respecto a los pagos a efectuarse con recursos de este fondo. Así pues, tuvo lugar un sistema en el que los generadores recibían pagos solo por los costos de generación variables y por la capacidad de generación de energía. El saldo de las obligaciones mensuales a generadores por saldos impagos sería considerado LVFVD.

En 2004, a través de la Resolución SE N° 826/2004, se invitó a los generadores a quienes se les adeudaban sumas de dinero debido a la falta de fondos del Fondo de Estabilización (incluida la Emisora) a participar en la formación del Fondo para Inversiones Necesarias que permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEM), creado por Resolución SE N° 712/04. A través del FONINVEMEM, las empresas generadoras de energía eléctrica convirtieron sus créditos pendientes por ventas de energía eléctrica a CAMMESA desde enero de 2004 hasta diciembre de 2006 en uno o varios proyectos de ciclo combinado, adquiriendo el derecho a recibir el pago de sus créditos después de la puesta en marcha de las nuevas centrales de ciclo combinado construidas con fondos del FONINVEMEM. Para más información sobre el Programa, véase también *"Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—FONINVEMEM y programas similares".*

En diciembre de 2004, la Emisora aceptó participar en la creación del FONINVEMEM. La Emisora perfeccionó el contrato el 17 de octubre de 2005, en virtud del cual las empresas generadoras recibirían (i) sus créditos por ventas de energía eléctrica correspondientes al período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006, por un total de U$S 157 millones para Central Puerto, más una rentabilidad anual equivalente a la tasa LIBOR a 360 días, más un 1% en 120 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, y (ii) sus respectivas participaciones proporcionales en el capital de las empresas generadoras formadas para dichos proyectos, es decir, TJSM y TMB, las que se encargan de gestionar la compra de equipos, y de construir, operar y mantener las nuevas centrales eléctricas, pautándose que la propiedad de las plantas se efectivizaría luego de diez años de operaciones. Las centrales eléctricas eran propiedad de TJSM y TMB, sino de dos fideicomisos creados por el gobierno argentino que reciben los ingresos por ventas de energía eléctrica generada por las plantas, entre otras cosas, para liquidar los créditos en concepto de LVFVD.

El 16 de octubre de 2006, la Emisora celebró dos contratos de prenda con la Secretaría de Energía a modo de garantía a favor de los dos fideicomisos, conforme a ciertos contratos de gestión de construcción y de gestión de operaciones, entregando en garantía: (a) el 100% de sus acciones en TJSM y TMB, y (b) el 50% de los derechos conferidos por las LVFVD a cobrar durante la vigencia del contrato de gestión de construcción y el contrato de gestión de operaciones.

El 13 de julio de 2007, la Emisora también decidió incluir en el contrato el 50% del total de sus créditos por ventas de energía eléctrica a CAMMESA desde enero hasta diciembre de 2007 en el programa FONINVEMEM, por un total de U$S 30,3 millones. Dichos créditos también se pagarían en 120 cuotas iguales, mensuales y consecutivas a partir de la fecha de habilitación comercial de las plantas, convertidos a Dólares Estadounidenses al tipo de cambio aplicable conforme al programa FONINVEMEM, a una tasa de interés equivalente a LIBOR a 360 días, más un 2%. En este caso, la Emisora no recibió ninguna participación adicional en el capital de TJSM y TMB como resultado de la inclusión de los créditos adicionales en el acuerdo con FONINVEMEM.

Una vez otorgada la habilitación comercial a la central eléctrica Manuel Belgrano (el 7 de enero de 2010) y a la central eléctrica San Martín (el 2 de febrero de 2010), la Emisora comenzó a cobrar dichos créditos en pagos mensuales. Al 31 de diciembre de 2023, no hay saldo que se le adeude a la Emisora bajo el programa FONINVEMEM por la venta de energía eléctrica a CAMMESA desde 2004 hasta 2007.

Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora tenía una participación del 10,90% en el capital de TJSM y una participación del 12,26% % en el capital de TMB. Las citadas sociedades operativas tienen un ingreso variable de U$S 1 por cada MW generado y un ingreso

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

fijo para compensar sus costos operativos. En 2023, la Emisora no recibió dividendos por su participación en el capital de estas sociedades.

Véase "*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora— La participación de la Emisora en TJSM y TMB se diluyó y su participación en CVOSA se diluirá significativamente"* e *"Información sobre la Emisora–Filiales—Termoeléctrica José de San Martín S.A. (TJSM), Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (TMB) y Termoeléctrica Vuelta de Obligado S.A. (CVOSA)".*

Respecto a las LVFVD correspondientes a las ventas de energía eléctrica a CAMMESA del período 2008-2011, el 28 de diciembre de 2010, el directorio de la Emisora aprobó un acuerdo con la ex Secretaría de Energía Eléctrica el cual establecía, entre otras cosas, el marco para definir un mecanismo de liquidación de los créditos devengados por generadores durante el período 2008-2011. A tales efectos, se acordó (i) la construcción de una nueva planta de generación, CVOSA, con créditos generados desde el 1 de enero de 2008 hasta el 31 de diciembre de 2011 a pagar a partir de la fecha de habilitación comercial del ciclo combinado de CVOSA; (ii) se creó CVOSA, la Emisora gestora de este proyecto, en la que la Emisora tiene una participación controlante, y (iii) el gobierno argentino creó un fideicomiso, el cual ostenta la titularidad de la planta en proceso de construcción. La unidad de ciclo combinado inició sus operaciones el 20 de marzo de 2018.

Una vez iniciadas las operaciones de la central CVOSA, en el caso de los créditos devengados entre el año 2008 y septiembre de 2010, la suma a pagar se convirtió a Dólares Estadounidenses al tipo de cambio vigente a la fecha del Acuerdo de CVO (es decir, el 25 de noviembre de 2010), el cual era de Ps. 3,97-U$S 1,00. A su vez, ciertos créditos devengados con posterioridad a septiembre de 2010, que también fueron incluidos en el Acuerdo de CVO, fueron convertidos a Dólares Estadounidenses, al tipo de cambio vigente a la fecha de vencimiento de cada transacción de venta mensual. El monto total estimado que se adeuda a la Emisora en virtud del Acuerdo en concepto de LVFVD 2008-2011 ascendía a U$S548 millones (IVA incluido), más los respectivos intereses devengados posteriormente a la Habilitación Comercial de CVO. De conformidad con el Acuerdo de CVO, la Emisora tiene derecho a recibir el pago de las LVFVD por cobrar correspondientes al período 2008-2011 en 120 cuotas iguales, mensuales y consecutivas, a partir de la fecha de habilitación comercial de la planta de ciclo combinado, es decir, a partir del 20 de marzo de 2018; devengando intereses a una tasa nominal anual igual a LIBOR a 30 días más un 5%. Los pagos mensuales denominados en Dólares Estadounidenses en virtud del Acuerdo de CVO son pagaderos en pesos, convertidos al tipo de cambio aplicable en la fecha de cada pago mensual.

Con efectos a partir del 20 de marzo de 2018, CAMMESA otorgó la Habilitación Comercial de CVO en el MEM, como ciclo combinado, de la central térmica Central Vuelta de Obligado. A efectos de poder comenzar a percibir los cobros, el Fideicomiso CVO y CAMMESA debían celebrar un PPA, en virtud del cual el Fideicomiso CVO consumaría las ventas de energía y, por consiguiente, recibiría los fondos para saldar los créditos por ventas.

El PPA se celebró con fecha 7 de febrero de 2019, con efectos retroactivos al 20 de marzo de 2018.

A la fecha, el cronograma de amortización original del Acuerdo de CVO se encuentra plenamente vigente.

Como resultado de la adquisición de Central Costanera, hemos incorporado la parte del acuerdo CVO que esta empresa tenía derecho a recibir por los créditos LVFVD 2008-2011 a partir del 17 de febrero de 2023. El importe total estimado que se nos adeudaba asciende a 17,86 millones de dólares.

En 2023 y 2022, la Emisora cobró créditos de CVO por la suma de aproximadamente Ps.36.940 millones y Ps.38.640 millones, respectivamente, en cada caso medidos al 31 de diciembre de 2023.

De conformidad con los contratos de CVO, transcurridos los diez primeros años de operación, el fideicomiso transferirá la propiedad de las plantas de ciclo combinado a las sociedades operativas, y estas últimas comenzarán a recibir ingresos por la venta de la energía eléctrica generada por las plantas. Al realizarse dicha transferencia, habida cuenta de que el gobierno argentino financió parte de la construcción, se incorporará como accionista de CVOSA. Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora tenía una participación del 57,49% en el capital de CVOSA. A la fecha del presente Prospecto, la participación en dicha sociedad se redujo a 55,89% debido a la enajenación de parte de sus acciones.

La dilución de la participación de Central Puerto en CVOSA disminuirá sus ingresos, lo cual podría afectar adversamente sus resultados de las operaciones.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Activos Forestales

Con fecha 27 de diciembre de 2022, la subsidiaria Proener adquirió una participación del 100% en el capital social con derecho a voto de Forestal Argentina S.A y Masisa Forestal S.A. (actualmente, Loma Alta Forestal S.A.), compañías que poseen activos forestales que constan de unas 72,000 hectáreas en las provincias de Entre Ríos y Corrientes, en 43.000 de las cuales se han plantado eucaliptos y pinos.

El 3 de mayo de 2023, la Emisora expandió más aún sus actividades forestales con la adquisición por parte de su subsidiaria Proener de una participación del 100% en el capital social con derecho a voto de Empresas Verdes Argentina S.A., Las Misiones S.A. y Estancia Celina S.A.

Estas compañías son propietarias de activos forestales que constan de unas 88.063 hectáreas en la provincia de la Corrientes, en 26.000 de las cuales se han plantado pinos, de una superficie total de aproximadamente 36.000 hectáreas cultivables.

Como consecuencia de las adquisiciones, la Emisora se ha convertido en la más importante compañía argentina del sector forestal, un mercado en el cual operan mayormente compañías de capital extranjero. Argentina ostenta una de las tasas de crecimiento más altas, no solo de la región sino del mundo, ya que los árboles crecen aproximadamente diez veces más rápido que en el hemisferio norte. A través de estas adquisiciones, la Emisora ha diversificado su cartera de activos y sus operaciones y fortalecido su posición en el sector energético, dado que dichos activos representan una fuente de futuras oportunidades de negocios asociadas a créditos de carbono y generación de energía a partir de la biomasa. Los bienes de uso de la Emisora ahora incluyen más de 160.000 hectáreas.

Mercado y Red de Distribución

Área de Mercado

Las plantas de generación de energía de Central Puerto se encuentran distribuidas en diversos puntos geográficos del territorio argentino. Todas ellas se encuentran conectadas al SADI, permitiendo alcanzar a la casi totalidad de los usuarios domésticos e industriales del país.

Plantas Puerto Nuevo, Nuevo Puerto y Puerto de Ciclo Combinado: Se encuentran ubicadas en una posición privilegiada dentro del puerto de la Ciudad de Buenos Aires, una de las metrópolis más pobladas del mundo, lo que reduce las penalidades por pérdidas de energía en el transporte de la energía. Cuenta además con la presencia de 3 muelles que permiten la descarga de combustibles líquidos de embarcaciones de gran porte, facilitando el abastecimiento de este insumo.

Planta Central Costanera: Se encuentra estratégicamente ubicada en el área sur del puerto de la Ciudad de Buenos Aires, contiguo al Río de la Plata. Esta ubicación posibilita una importante flexibilidad en el suministro de combustible, además de una proximidad clave al Gran Buenos Aires, el principal centro de consumo de electricidad del país. Esta ciudad, junto con el Gran Buenos Aires, demandan aproximadamente el 40% de la electricidad total producida en el país.

Complejo Hidroeléctrico Piedra del Águila: Ubicada sobre el río Limay, límite entre las Provincias de Río Negro y Neuquén, esta represa se encuentra próxima a la ciudad de Neuquén y tiene la capacidad de suministrar energía a ciudades lejos del complejo mediante líneas de transmisión existentes.

Planta Brigadier López: Ubicada en la Provincia de Santa Fe, en las cercanías de la localidad de Sauce Viejo.

San Lorenzo: Ubicada en la Provincia de Santa Fe, en las cercanías de la ciudad de San Lorenzo.

Planta Luján de Cuyo: Ubicada dentro de la refinería Luján de Cuyo de YPF, esta planta provee vapor de agua a la planta. Su ubicación le permite abastecerse de gas oil de la propia refinería en caso de escasez de gas natural.

Parques Eólicos La Castellana I y II: Los parques eólicos La Castellana I y II están situados en la Provincia de Buenos Aires, en las cercanías de las ciudades de Villarino y Bahía Blanca.

Parques Eólicos La Genoveva I y II: Los parques eólicos La Genoveva I y II están situados en la Provincia de Buenos Aires, en las cercanías de la localidad de Cabildo y la ciudad de Bahía Blanca.

Parque Eólico Achiras: Ubicado en la Provincia de Córdoba, en las cercanías de la localidad de Achiras.

Parque Eólico Manque: Ubicado en la Provincia de Córdoba, en las cercanías de la localidad de Achiras.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Parque Eólico Los Olivos: Ubicado en la Provincia de Córdoba, en las cercanías de la localidad de Achiras.

Parque Solar Guañizuil II A: Ubicado en la Provincia de San Juan, en las cercanías de la Ruta Nacional 150.

Central Manuel Belgrano: Ubicada en la Provincia de Buenos Aires, en las cercanías de la ciudad de Campana.

Central San Martín: Ubicada en la Provincia de Santa Fe, en las cercanías de la localidad de Timbúes.

Central Vuelta de Obligado: Ubicada en la Provincia de Santa Fe, en las cercanías de la localidad de Timbúes.

Red de distribución

Todas las plantas de la Emisora se encuentran conectadas al SADI, permitiendo llegar a la casi totalidad de los usuarios del país. Este sistema posibilita la interacción de todos los actores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Argentina, permitiendo a los generadores despachar su energía a los Grandes Usuarios y distribuidores de energía, a través de los transportistas. El sistema se encuentra regulado y admite la participación de todos los agentes MEM (generadores, sociedades de transmisión, distribuidores, Grandes Usuarios e, incluido el gobierno argentino a través de CAMMESA), evitando que pueda existir discriminación entre los actores involucrados.

Las tarifas por la transmisión de energía se encuentran reguladas y están asociadas a la distancia entre el generador y el usuario, entre otros factores. En este sentido, las centrales térmicas de la Emisora cuentan con una excelente ubicación por encontrarse en importantes centros urbanos o en la cercanía de algunos de los clientes más importantes del sistema (por ejemplo, las refinerías de YPF), lo que constituye una importante ventaja competitiva.

Clientes

Modalidad operaciones continuadas	Clientes principales	Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023	
		(en miles de Ps.)	*Porcentaje de ingresos*
Ventas en el Mercado *Spot* (Energía base)[1]	CAMMESA	155.523.697	49,60%
Ventas por contrato - Programa RenovAr	CAMMESA	35.413.525	11,29%
Ventas por contrato – Mercado a término	CAMMESA	74.314.490	23,70%
Ventas por contrato - MATER	Cervecería y Maltería Quilmes S.A.I.C.A. y G. (subsidiaria de AB Inbev); PBBPolisur S.A. (subsidiaria de Dow Chemical); Aguas y Saneamientos Argentinos S.A.; Minera Alumbrera Limited -Proyecto MARA – Glencore (subsidiaria de Glencore in Argentina); Rayen Cura S.A.I.C – Verallia; Metrive – Sabrositos; N. Ferraris – Autoperforantes; INC – Carrefour; SCANIA, San Miguel; Frío Dock.	19.800.530	6,31%
Ventas por contrato - Energía Plus	PBBPolisur S.A. – Bahia Blanca (subsidiaria de Dow Chemical); Diaser S.A. – Planta de Bioetanol; Aces – Hospital Universitario Austral; FRIO DOCK S.A.; N Ferraris S.A; Marlew S.A.- Ezeiza; H.J. NAVAS y CIA SACIA (NAVAAZ3N); BOLSAPEL PLANTA 2 Pet Foods Saladillo S.A.; Ceres Agropecuaria S.A.	1.484.236	0,48%
Ventas de vapor.....	YPF / T6 Industrial S.A.	14.789.842	4,72%
Forestal	Enrique Zeni & Cia Saciafei Gran Mandisovi S.A. A.C.B. Alimentos Coronel Baigorria Urcel Argentina S.A. Borgo Horacio Rene	2.815.213	1,85%
Otras.....	YPF	1.858.093	0,59%
Ingresos por el gerenciamiento de la central térmica CVO	Fideicomiso Central Vuelta de Obligado	4.568.538	1,46%

(1) Incluye ventas de energía y potencia a CAMMESA remuneradas conforme la Resolución N° 95/13, Resolución N° 19/2017, Resolución SE N° 1/2019, Resolución N° 31/20, Resolución N° 440/21, Resolución N° 238/22 y Resolución N° 826/22. Para más información, véase "Información sobre la Emisora— El Sector Eléctrico Argentino— Régimen de Remuneración".

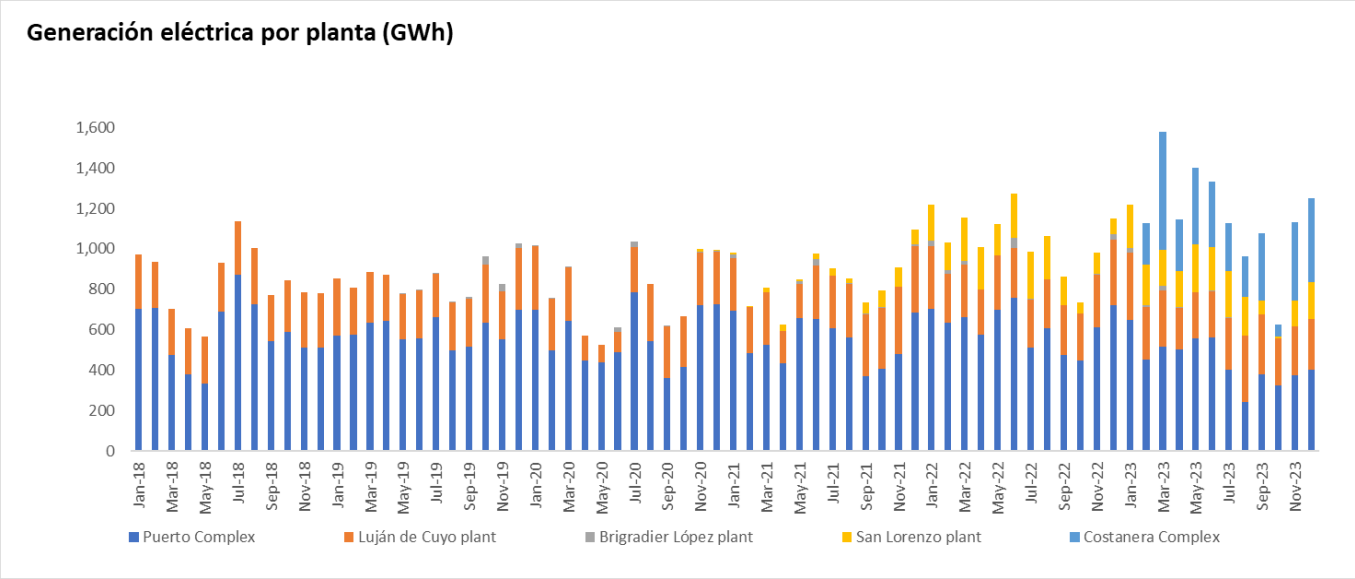
Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Para más información sobre los distintos regímenes regulatorios bajo los cuales se comercializa energía eléctrica, véase “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Factores que afectan los resultados de las operaciones de la Emisora—Ingresos” e “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria”.

Estacionalidad

Estacionalidad de Generación Eléctrica por Centrales Térmicas

El siguiente gráfico muestra la generación de energía térmica promedio mensual de la Emisora de los últimos seis años:



Generación Eléctrica Térmica, por Planta
Complejo Puerto – Planta Luján de Cuyo – Planta Brigadier López –Planta San Lorenzo – Complejo Costanera

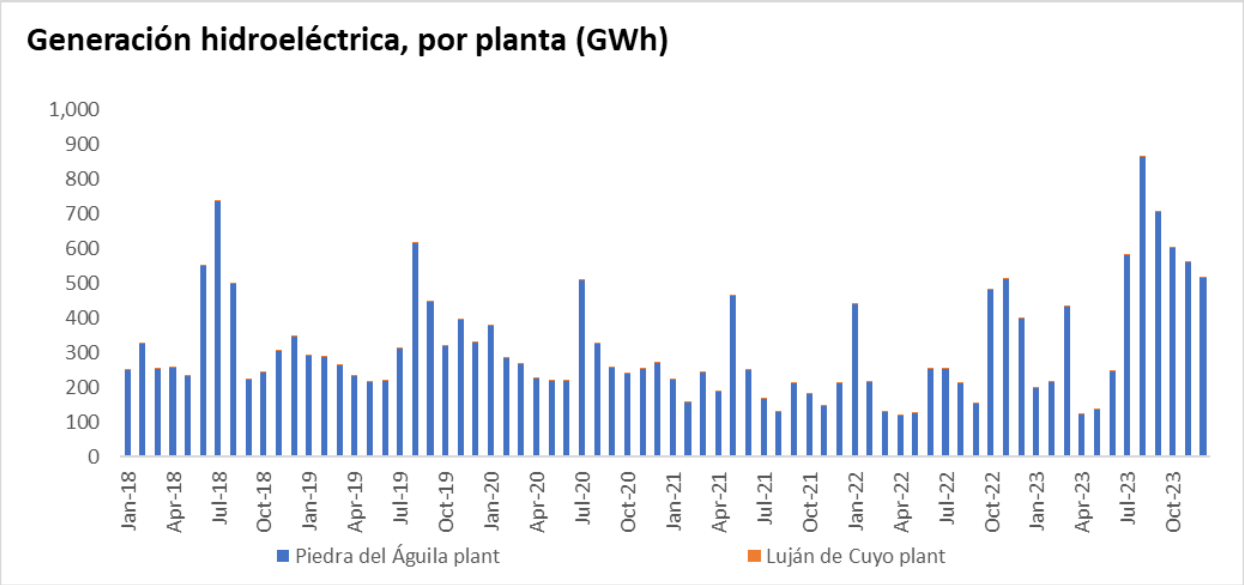
Fuente: CAMMESA

Estacionalidad de Recursos Hídricos y Generación Eléctrica de Piedra del Águila

La disponibilidad de agua es un factor clave para determinar la capacidad de generación eléctrica de Piedra del Águila. Esta misma se encuentra directamente relacionada con los cambios anuales y estacionales en las lluvias en el área de Piedra del Águila. Los niveles de agua generalmente incrementan entre mayo y diciembre debido a las lluvias de invierno y deshielo primaveral, pudiendo producir más energía durante esos períodos.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

El siguiente gráfico muestra la generación de energía hidroeléctrica promedio mensual de los últimos seis años:



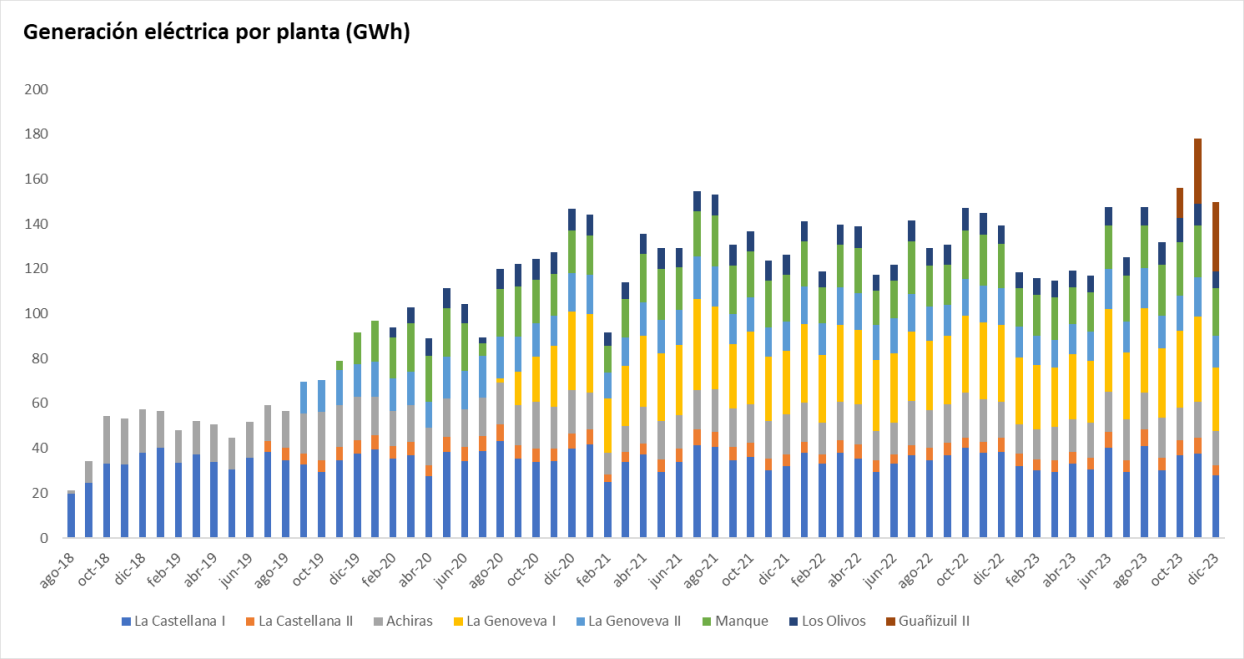
Generación hidroeléctrica, por Planta
Planta Piedra del Águila – Planta Luján de Cuyo hidro.

Fuente: CAMMESA

Estacionalidad de los recursos eólicos y solares y generación eléctrica de los Parque Eólicos Achiras, La Castellana I, La Castellana II, La Genoveva I, La Genoveva II, Manque y Los Olivos y del Parque Solar Guañizuil II

La disponibilidad de recursos eólicos y solares es un factor clave para determinar la capacidad de generación eléctrica de nuestros parques. Esta misma se encuentra directamente relacionada con los cambios anuales y estacionales en la velocidad de los vientos y factores climáticos en el área donde se encuentra emplazado cada parque. La velocidad del viento generalmente incrementa entre mayo y septiembre, pudiendo producir más energía durante esos períodos.

El siguiente gráfico muestra la generación de energía mensual de los parques eólicos de la Emisora desde el inicio de las operaciones hasta el mes de diciembre de 2023:



Fuente: CAMMESA

Marco Competitivo

La demanda de energía y electricidad en Argentina es atendida por diversas compañías de generación, tanto estatales como del sector privado. Estas compañías buscan adquirir el derecho a abastecer capacidad de generación y electricidad y a llevar a cabo proyectos para satisfacer la demanda de electricidad en Argentina. Algunos de los competidores extranjeros de la Emisora son de mayor envergadura y cuentan con más recursos que esta última. Debido a la importante brecha que existe entre la oferta y la demanda de electricidad en Argentina, se han generado interrupciones voluntarias y forzosas en el suministro en épocas de picos de consumo. Durante 2023 (y, puntualmente, en marzo) hubo un pico de demanda histórica de 29.105 MW. En 2023, se importaron 6.241 GWh de electricidad, representando una disminución del 1,10% en las importaciones de electricidad frente al mismo periodo en 2022.

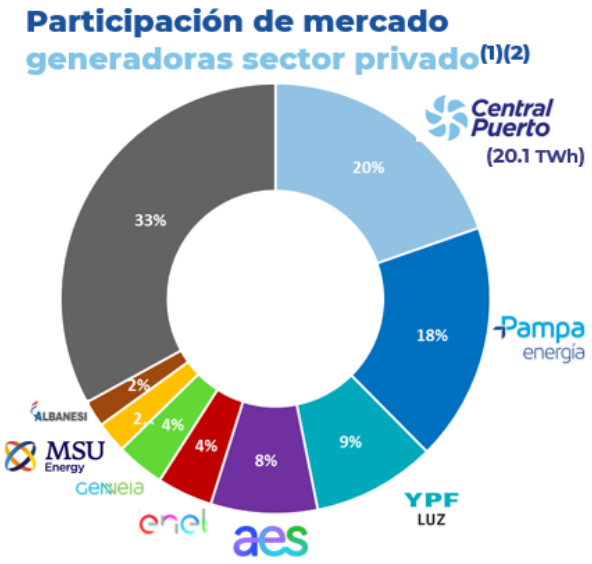
Los principales competidores en el mercado de generación eléctrica son AES Argentina Generación S.A. (filial de AES Corporation), Pampa Energía S.A., YPF EE S.A. y MSU Energy.

El siguiente cuadro muestra la capacidad instalada de los principales generadores del sector privado en Argentina al 31 de diciembre de 2023:

Compañía y Subsidiarias	Potencia (MW)
Central Puerto	7.173 (1)(2)
The AES Corporation	3.628 (3)
Pampa Energía S.A.	5.332 (4)
YPF EE	3.174 (4)
MSU Energy	782 (5)

Fuentes: (1) Basada en la documentación presentada oficialmente ante CAMMESA por Central Puerto S.A. con relación a sus operaciones continuadas. (2) Basada en los estados financieros de la Compañía correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. (3) Basada en el sitio web institucional de AES (2.985 MW) y se agrega la Central Térmica Termoandes con una capacidad instalada de 642,7MW (CAMMESA). (4) Basada en información del sitio web oficial de la Compañía. (5) Sitio web institucional de MSU. Incluye 3 plantas de ciclo combinado de MSU (750 MW) + Parque Solar Las Lomas habilitado en diciembre de 23 (32,4 MW).

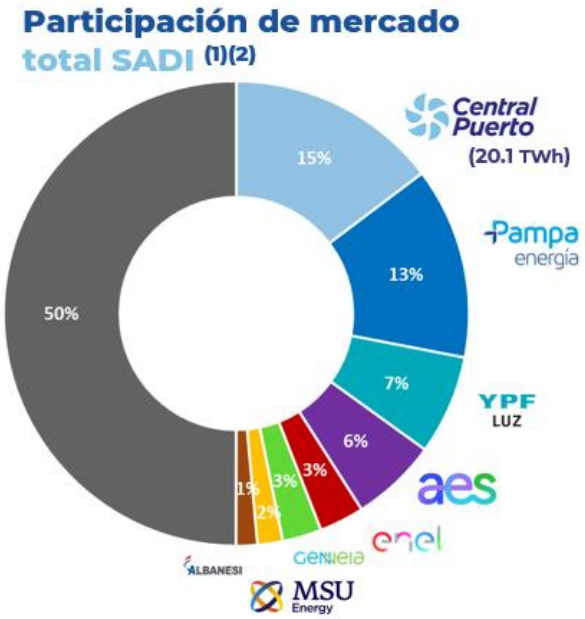
El siguiente gráfico expone la participación en el mercado de generación eléctrica suministrada por compañías del sector privado en Argentina al 31 de diciembre de 2023, basada en información publicada por CAMMESA:



(1) Fuente: CAMMESA
(2) Energía generada por compañías privadas

El siguiente gráfico detalla la participación total del mercado de generación eléctrica en Argentina al 31 de diciembre de 2023, basada en información publicada por CAMMESA:

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.



(1) Fuente: CAMMESA
(2) Energía generada total SADI

El siguiente cuadro muestra la capacidad instalada en términos de MW asignados a cada marco regulatorio (Ventas en el Mercado *Spot*, Energía Plus, Resolución N° 220/07, Energía Renovable) para la Emisora y cada uno de sus competidores al 31 de diciembre de 2023:

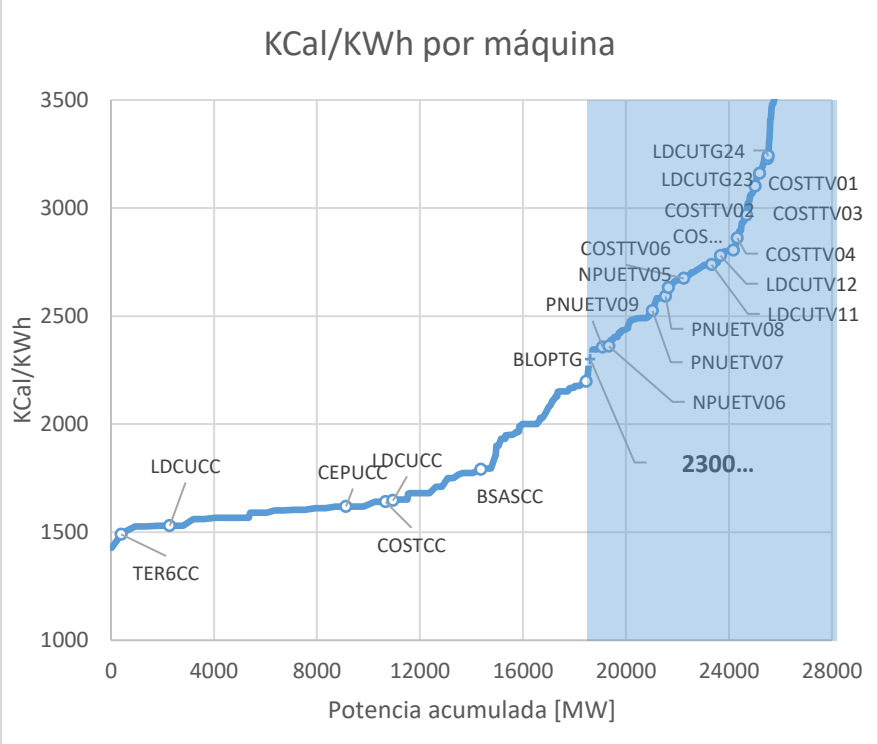
En MW	Ventas Mercado Spot (1)	Energía Plus (Resol. 1281/06)	PPA bajo Resol. 220/07	PPA bajo Resol. 21/16	PPA bajo Resol. 287/16	Mercado a término de energía renovable (MATER)	RenovAr	Total
Central Puerto	6.192	16	0	0	486	137	342	7.173
AES Argentina Group(1)	2.912	416	0	0	0	120	180	3.628
Pampa Energía S.A(2)	3.911	113	335	305	381	187	100	5.332
YPF EE(3)	2.142	0	140	381	289	222	0	3.174
MSU Energy(4)	0	0	0	427	323	32	0	782

(1) Fuente: Sitio web institucional de AES (2.985 MW) + Central Térmica Termoandes con una capacidad instalada de 642,7MW (CAMMESA).
(2) Fuente: Sitio web institucional de Pampa.
(3) Fuente: Sitio web institucional de YPF Luz.
(4) Fuente: Sitio web institucional de MSU. Incluye 3 plantas de ciclo combinado de MSU (750 MW) + Parque Solar Las Lomas habilitado en diciembre de 23 (32,4 MW).

Los niveles de eficiencia de Central Puerto son superiores a los de la competencia, debido a la eficiencia de sus tecnologías.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

El siguiente gráfico ilustra el nivel de eficiencia de las unidades de generación más importantes de la Emisora en comparación con las del resto del mercado, en función del indicador de eficiencia denominado *heat rate*, es decir, la cantidad de energía empleada por un generador o central de energía eléctrica para producir un kWh de electricidad:



Fuente: Programación estacional de CAMMESA

La Emisora es uno de los mayores consumidores de gas natural del sector eléctrico argentino, así como también uno de los mayores consumidores de fuel oil, gas oil y biodiesel. Si bien CAMMESA es el principal proveedor de biodiesel de la Emisora, esta última ha desarrollado relaciones en los últimos años con compañías estratégicas de los sectores de petróleo, gas y biodiesel, y en el pasado ha participado de sociedades conjuntas con algunas de ellas.

Seguros

La Emisora contrata pólizas de seguro comerciales y personales para algunas de sus plantas de generación de energía, situadas en los distintos territorios de Argentina. A continuación se detallan los riesgos cubiertos por las pólizas de seguro de la Emisora:

- ***Todo Riego Operativo (sobre/Bienes Físicos) + Pérdida de Beneficio***: Cobertura: cubre contra eventos inesperados debidos a una causa repentina o accidental, incluyendo el clima, el fuego y los desastres naturales, que pueden dañar la propiedad o los activos fijos (daños materiales); y eventos de averías mecánicas y eléctricas que pueden causar pérdidas físicas repentinas e imprevistas o daños a la maquinaria (avería de maquinaria) que está en funcionamiento; cualquiera de los cuales puede dañar nuestra capacidad de generar energía, incluyendo la cobertura por la consecuente Pérdida de Beneficios (interrupción del negocio) por un período máximo de 12 meses.

- ***Responsabilidad Civil Primaria***: Cobertura: cubre contra reclamos de terceros derivadas de lesiones corporales o muerte y daños materiales resultantes de las actividades aseguradas, incluidos los locales, las operaciones, los productos y/o las operaciones completadas. El límite de la cobertura es de hasta US$ 10.000.000 por ocurrencia.

- ***Responsabilidad Civil en Exceso***: Sólo con respecto a la Emisora. Cobertura: cubre contra los mismos riesgos descritos en el punto anterior, pero cubre "en exceso" del límite de cobertura del seguro primario subyacente para un límite combinado (concurrente en todos los lugares) de hasta 50.000.000 de dólares.

- ***Responsabilidad Civil Portuaria***: Sólo con respecto a la Emisora. Cobertura: cubre la responsabilidad de la Emisora ante terceros por daños personales o materiales como consecuencia de un suceso o evento relacionado con las actividades diarias del operador portuario.

- ***Responsabilidad Civil Directores y Gerentes***: Sólo con respecto a la Emisora. Cobertura: cubre a las personas por las reclamaciones presentadas contra ellas mientras forman parte del Directorio y/o son funcionarios, y se paga a los Directores y funcionarios de la Compañía, o a la propia Emisora, como indemnización (o reembolso) por las pérdidas o el adelanto de los gastos de defensa en caso de que un asegurado sufra una pérdida como resultado de una acción legal iniciada por presuntos actos ilícitos en su calidad de Directores y funcionarios.

- ***Automotores y Equipamiento Móvil***: Cubre para todos los vehículos de su flota, así como para los camiones y el equipo móvil de funcionamiento diario. La cobertura alcanza tanto la responsabilidad civil básica en equipos móviles como la cobertura a todo riesgo en algunos vehículos (robo, incendio, granizo, vandalismo, daños materiales y al vehículo).

- ***Aseguradora de Riesgos de Trabajo***: Cobertura: proporciona prestaciones médicas y de sustitución de salario a los empleados que se lesionan en el transcurso de su trabajo y/o mientras se desplazan al trabajo.

- ***Seguro de Vida Obligatorio***: Cobertura: es proporcionada por el empresario y garantiza el pago de una prestación por fallecimiento a los beneficiarios nombrados tras la muerte del asegurado (empleado).

- ***Seguro de Vida Optativo***: Cobertura: se trata de una cobertura opcional y adicional que el empresario paga sobre el seguro de vida básico obligatorio para garantizar a sus empleados el pago de 24 salarios adicionales en caso de fallecimiento. Forma parte de un plan de beneficios para los empleados.

- ***Tránsito Marítimo y Terrestre Todo Riesgo (póliza flotante)***: Cobertura: Cobertura de Tránsito por un período anual durante todas las etapas de tránsito y entrega, ya sea por vía marítima, en el muelle, por vía aérea o por vía terrestre desde cualquier lugar del mundo a cualquier lugar del territorio argentino y viceversa. Las primas se pagan mensualmente en base *ex-post*.

- ***Combinadas e Integrales***: Cobertura: cubre específicamente las oficinas y depósitos que la Emisora posee en la ciudad de Neuquén, la localidad de Piedra del Águila y la represa hidroeléctrica de Piedra del Águila. Se trata de una cobertura empresarial integral en una sola póliza, que reúne una serie de las coberturas: Responsabilidad Civil Patronal, Responsabilidad Civil, Responsabilidad Civil de Productos, Gastos Jurídicos, Daños Materiales y Robo, Mercancías en tránsito y otros.

- ***Construcción Todo Riesgo / Montaje Todo Riesgo***: Cobertura: se trata de una póliza no estándar que proporciona cobertura para los daños a la propiedad y las reclamaciones por lesiones o daños a terceros durante los proyectos de construcción. Llevamos este seguro cada vez que emprendemos una nueva construcción.

- ***Seguro Obligatorio contra Contaminación Ambiental***: Cobertura: cubre los daños personales de terceros; las pérdidas materiales de terceros; los daños ecológicos y los costes derivados de la prestación de servicios de emergencia y de la limpieza medioambiental.

La Emisora cree que el nivel de cobertura de seguros y reaseguros que mantiene es razonablemente adecuado para los riesgos a los que se enfrenta y son comparables con el nivel de cobertura de seguros y reaseguros mantenido por otras empresas similares que se desenvuelven en su mismo sector.

El Sector Eléctrico Argentino

El siguiente es un resumen de algunas cuestiones relacionadas con el sector de energía eléctrica de Argentina, e incluye disposiciones de las leyes y reglamentaciones de Argentina aplicables a ese sector y a la Compañía. Este resumen no pretende ser un análisis completo de toda la normativa aplicable al sector de energía eléctrica. Se recomienda a los inversores consultar el resumen de dicha normativa publicado por la Secretaría de Energía Eléctrica (*https://www.argentina.gob.ar/economia/energia*), CAMMESA

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

(www.cammesa.com.ar), el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (el "ENRE") (www.enre.gob.ar) y consultar con sus asesores comerciales y legales en caso de necesitar profundizar ese análisis. La información contenida en los mencionados sitios web no se incorpora por referencia a este reporte anual.

Antecedentes Históricos

Durante la mayor parte de la segunda mitad del siglo XX los activos y la operación del sector eléctrico argentino estuvieron en manos de empresas del Estado Nacional. En 1990, prácticamente todo el suministro de energía en Argentina era controlado por el sector público (97% de la generación total). El Gobierno Nacional asumió la responsabilidad por la regulación de la industria a nivel nacional y controlaba todas las empresas generadoras. Asimismo, varias provincias argentinas eran operadoras de sus propias empresas generadoras de energía eléctrica. Como parte del plan económico adoptado por el ex presidente Carlos Menem, el Gobierno Nacional llevó a cabo un extensivo programa de privatización de todas las industrias principales controladas por el estado, incluyendo los sectores de generación, transporte y distribución de electricidad. La Ley 23.696 sancionada en 1989 (la "Ley de Reforma del Estado"), declaró el estado de emergencia de todos los servicios públicos y autorizó al Estado Nacional a reorganizar y privatizar empresas del sector público. La privatización tenía dos objetivos finales: en primer lugar, reducir las tarifas y mejorar la calidad de servicio mediante la libre competencia del mercado, y, en segundo lugar, evitar la concentración de poder de los tres sub-sectores en pocos participantes del mercado y reducir su capacidad para fijar precios. Para lograr dichos objetivos se impusieron distintas limitaciones y restricciones a cada sub-sector. De conformidad con la Ley de Reforma del Estado, el Decreto 634/1991 estableció principios para la descentralización de la industria de energía eléctrica, para la estructura básica del mercado de energía eléctrica, y para la participación de empresas privadas en los sub sectores de generación, transporte, distribución y comercialización.

Aspectos Generales del Marco Legal

Principales disposiciones legales y complementarias

El marco regulatorio básico del sector eléctrico argentino vigente en la actualidad está conformado por: (i) la Ley N° 15.336, sancionada el 20 de septiembre de 1960, modificada por la Ley Nº 24.065, promulgada el 19 de diciembre de 1991, promulgada parcialmente por el Decreto N° 13/92, y reglamentada por el Decreto N° 1398/92 y el Decreto Nº 186/95 (en conjunto, el "Marco Regulatorio"), (ii) la Ley N° 24.065 que instrumentó las privatizaciones de las empresas estatales del sector eléctrico y separó la industria verticalmente en cuatro categorías: la generación, el transporte, la distribución y la demanda, asimismo, dicha ley dispuso la organización del MEM (el cual se describe con más detalle a continuación) a partir de los lineamientos establecidos en el Decreto N° 634/91; y (iii) el Decreto N° 186/95 creó además la figura del "participante", destacándose entre éstos el "comercializador", definido como aquella empresa que sin ser agente del MEM, comercialice energía eléctrica en bloque.

Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios

A los fines de la instrumentación de las disposiciones contenidas en el Marco Regulatorio, se dictaron, a través de la Resolución de la ex Secretaría de Energía Eléctrica N° 61 de fecha 29 de abril de 1992, un conjunto de normas reglamentarias, denominadas "los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (los "Procedimientos"). Los Procedimientos han sido modificados, complementados y/o ampliados por resoluciones posteriores de las autoridades pertinentes.

Facultades regulatorias de las provincias

Las provincias pueden regular los sistemas eléctricos dentro de sus respectivos territorios y son las autoridades de aplicación a cargo de otorgar y controlar las concesiones de distribución de energía eléctrica 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. 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 energía eléctrica en el MEM, el cual se encuentra comprendido dentro de las facultades regulatorias del Gobierno Nacional.

ENRE

La Ley N° 24.065 también creó el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) como un ente autárquico en el ámbito de la actual Secretaría de Energía cuyas funciones principales son las siguientes: (a) hacer cumplir el Marco Regulatorio y controlar la prestación de los servicios públicos y el cumplimiento de las obligaciones fijadas en los contratos de concesión de jurisdicción nacional; (b) dictar los reglamentos a los que deben ajustarse los agentes del MEM; (c) establecer las bases para el cálculo de las tarifas y aprobar los cuadros tarifarios de empresas transportistas y distribuidoras con contratos de concesión de jurisdicción nacional; (d) autorizar las servidumbres de electroducto; y (e) autorizar la construcción de nuevas instalaciones. Por su parte, la Ley N° 24.065

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

le confirió al ENRE facultades jurisdiccionales. Todo eventual conflicto entre agentes del MEM deberá someterse a la jurisdicción previa obligatoria del ENRE (sujeto a futura revisión judicial).

En virtud del art. 58 de la Ley N° 24.065, regulada a través del Decreto Nº 1398/92, el Directorio del ENRE debe estar integrado por cinco (5) miembros, quienes serán elegidos mediante un procedimiento de selección conocido como convocatoria abierta entre profesionales que posean los antecedentes curriculares requeridos.

Sin embargo, en 2019, la Ley de Solidaridad N° 27.541, en su artículo 6, autorizó al Poder Ejecutivo nacional a intervenir administrativamente el ENRE por el término de un año.

- En ese contexto, el ENRE fue intervenido en virtud del Decreto Nº 277/2020 inicialmente hasta el 31 de diciembre de 2020.
- Esta intervención fue objeto de numerosas prórrogas que permanecen vigentes hasta la fecha, mediante los Decretos N° 1020/2020, 871/2021, 815/2022 y más recientemente, por el Decreto N° 55/2023 dictada por el nuevo gobierno del Presidente Milei, que dispuso la intervención del ENRE desde el 1° de enero de 2024 hasta que se designen a los nuevos miembros del directorio.

Secretaría de Energía

Además del ENRE, una de las principales entidades reguladoras en Argentina es la Secretaría de Energía.

Su rol se encuentra definido en la Ley Nº 24.065 y en el Decreto Nº 50/2019. De acuerdo con el Decreto N° 50/2019 (conforme fuera modificado, particularmente por el Decreto N° 480/2022), la Secretaría de Energía, actualmente bajo la órbita del Ministerio de Economía, tiene a su cargo la responsabilidad general de organizar la industria eléctrica y establecer las políticas aplicables al sector.

CAMMESA

La creación del MEM hizo necesaria la creación de una entidad a cargo de la gestión del MEM y el despacho de energía a través del SADI. Estas tareas fueron encomendadas a CAMMESA, creada en virtud del Decreto N° 1192/1992, como una sociedad anónima sin fines de lucro. Los accionistas de CAMMESA, cada uno de los cuales posee una participación del veinte por ciento, son los siguientes: el Estado Nacional (representado por la Secretaría de Energía) y las cuatro asociaciones que agrupan a los diferentes segmentos en que está dividido el sector eléctrico (generación, transporte, distribución y grandes usuarios).

CAMMESA es administrada por un directorio compuesto por diez directores titulares y un máximo de diez directores suplentes, que son designados por sus accionistas. Cada una de las asociaciones que representan a los diferentes segmentos del sector eléctrico tiene derecho a designar dos directores titulares y dos directores suplentes. Los dos directores titulares restantes de CAMMESA son la actual Secretaría de Energía, que se desempeña como presidente del directorio, y un miembro independiente que actúa como vicepresidente, designado en una asamblea de accionistas. Las decisiones adoptadas por el directorio de CAMMESA requieren del voto favorable de la mayoría de los directores presentes en la reunión, incluido el voto favorable del presidente del directorio.

CAMMESA tiene a su cargo administrar el SADI de acuerdo con el Marco Regulatorio.

Adicionalmente, bajo la regulación vigente, CAMMESA ha sido encomendada con el rol de adquirir y proveer el combustible para la energía eléctrica vendida a través de Ventas en el Mercado Spot sin costo para los generadores.

MEM (Mercado Eléctrico Mayorista)

Las operaciones entre los diferentes actores de la industria eléctrica ocurren en el MEM, el cual es administrado por CAMMESA, que liquida todas las operaciones como un administrador del pool energético. El MEM fue concebido originariamente como un mercado competitivo en el que los generadores, distribuidores y ciertos grandes usuarios de electricidad podrían comprar y vender electricidad a precios determinados por la oferta y la demanda, y a quienes también se les permitía celebrar contratos de suministro de energía eléctrica a mediano y largo plazo.

El MEM se componía principalmente de:

1. un mercado a término, con contratos por cantidades, precios y condiciones que eran pactados libremente entre vendedores y compradores; sin embargo, cabe destacar que la Resolución SE N° 95/2013 estableció la suspensión de la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término, a excepción de aquellos contratos celebrados bajo ciertos regímenes especiales y aquellos que disponen un régimen de remuneración diferencial (suspensión que permanece vigente al día de la fecha).

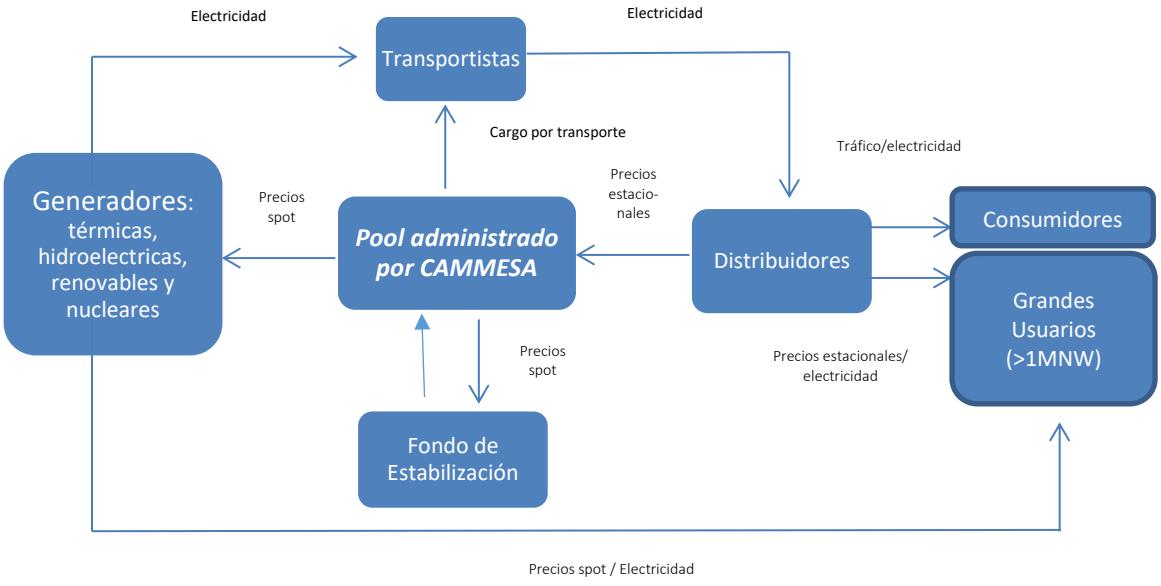
Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Desde entonces, los grandes usuarios del MEM deben satisfacer su demanda de electricidad directamente a través de CAMMESA, excepto en el caso de contratos celebrados bajo los regímenes exceptuados;

2. un mercado *spot*, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el costo marginal de corto plazo medido en el centro de carga del sistema (nodo mercado) (sin embargo, en la práctica, este sistema ha sufrido importantes distorsiones regulatorias desde el año 2002). Las compras realizadas en el mercado spot varían dependiendo de la naturaleza del comprador: los grandes usuarios, los generadores y los auto-generadores pagan el Precio Spot, mientras que los distribuidores pagan un precio estacional calculado por CAMMESA y aprobado por la Secretaría de Energía. Los precios estacionales son fijados periódicamente por la Secretaría de Energía sobre la base de la programación efectuada por CAMMESA, y mantenidos por períodos de seis meses (sujeto a ajustes trimestrales), a fin de que los distribuidores paguen un precio estabilizado y, por ende, puedan trasladarlo a las tarifas abonadas por los usuarios finales. Cabe destacar que desde 2002, este precio no es transferido en su totalidad a los agentes de la demanda del MEM, lo que a su vez genera déficits significativos en el fondo de estabilización administrado por CAMMESA. Finalmente, los valores de remuneración de la electricidad para generadores (Ventas en el Mercado Spot) son fijados por el Poder Ejecutivo Nacional; y

3. un sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el mercado *spot*, administrado por CAMMESA, y destinado a la compra de energía eléctrica por parte de los distribuidores.

El siguiente diagrama ilustra las relaciones entre los distintos actores del MEM:



Estructura de la industria

La generación

De conformidad con la Ley Nº 24.065, la generación de energía eléctrica es calificada como una actividad de interés general afectada al servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, pero realizada en el marco de un mercado competitivo.

Los generadores de energía eléctrica cuya fuente es térmica (es decir, generación por gas natural, líquidos derivados del petróleo como gasoil y fuel oil, carbón, paneles solares o aerogeneradores) 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., treinta 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 está situado el río, a cambio del uso de este recurso hídrico. Normalmente, estos cánones periódicos varían según la energía generada.

A la fecha de este Prospecto, luego de la sanción de la Resolución SE Nº 95/2013 de la Secretaría de Energía, se suspendió la incorporación de los nuevos PPA en el mercado a término, salvo por los PPA celebrados bajo ciertos regímenes especiales. Véase "*Información sobre la Emisora–El Sector Eléctrico Argentino–Régimen de Remuneración"*.

Asimismo, cabe notar que, en los últimos años, la Argentina ha priorizado la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. En tal sentido, no solo ha dictado normas tendientes a regular e incorporar este tipo de energía en el MEM sino que también la ha promovido mediante el otorgamiento de incentivos bajo la forma de beneficios fiscales y tarifas preferenciales o subsidiadas.

En este sentido, mediante la sanción de la Ley N° 26.190 en diciembre de 2006, conforme fuera modificada y complementada por la Ley N° 27.191, ambas reguladas por el Decreto N° 531/2016, la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables para la prestación del servicio público fue declarada de interés nacional. Véase "Información sobre la Emisora–El Sector Eléctrico Argentino–Estructura de la Industria–Energía Renovable".

Dentro de este marco, el Gobierno Nacional lanzó una serie de procesos licitatorios para el desarrollo de proyectos de generación de energías renovables – Véase Información sobre la Emisora–El Sector Eléctrico Argentino–RenovAr (Ronda 1, Ronda 1.5 y Ronda 2): Licitación de proyectos para generación de energía renovable" –, y también implementó el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable mediante la Resolución N° 281-E/17 del ex Ministerio de Energía y Minería –Véase Información sobre la Emisora–El Sector Eléctrico Argentino– El Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en Argentina – Resolución N° 281-E/17.

Transporte y Distribución

De conformidad con la Ley Nº 24.065, las actividades de transporte y distribución son reguladas como servicios públicos debido a su carácter de monopolios naturales. El Estado Nacional ha otorgado concesiones a empresas privadas que llevan a cabo dichas actividades, bajo ciertas condiciones tales como, parámetros de calidad de servicio y fijación de las tarifas que tienen derecho a cobrar por sus servicios.

El transporte de energía eléctrica está conformado por (i) un sistema de transporte en alta tensión, operado por la empresa Transener, que conecta las principales áreas productoras y consumidoras de energía eléctrica, posibilitando la transmisión de energía eléctrica entre distintas regiones de Argentina, y (ii) varios sistemas troncales regionales por los que se transmite la energía eléctrica dentro de una determinada región y que conectan a los generadores, distribuidores y Grandes Usuarios que operan en dicha región.

La distribución de energía eléctrica estuvo regulada en el nivel federal para el caso de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los partidos que integran las áreas metropolitanas del Gran Buenos Aires. EDENOR opera en la zona norte de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y del Gran Buenos Aires y EDESUR opera en la zona sur, tanto de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires como del Gran Buenos Aires. En el resto del país, el servicio de distribución de energía eléctrica está regulado a nivel provincial y sujeto a la concesión otorgada por las autoridades provinciales. Conforme a los términos del Artículo 124 de la Ley N° 27.467, EDENOR y EDESUR pasarían a estar sujetas a la jurisdicción de la Provincia de Buenos Aires y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según corresponda. Sin embargo, dicha transferencia no se efectivizó y quedó luego suspendida por la Ley de Solidaridad, la cual establece que el ENRE conservará facultades regulatorias sobre ambas sociedades en tanto la emergencia declarada por dicha ley continúe vigente.

El Estado Nacional y los gobiernos de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires, acordaron, el 28 de febrero de 2019, transferir los servicios de EDENOR y EDESUR desde la órbita federal a la órbita de esos estados subnacionales, asumiendo estos gobiernos locales el rol de autoridades concedentes en el marco de los contratos de concesión de EDENOR Y EDESUR.

Como consecuencia del acuerdo celebrado y la transferencia de jurisdicción allí acordada, se previó la conformación de un ente bipartito de control y regulación de los servicios de EDENOR y EDESUR, conformado por la Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, denominado Ente Metropolitano Regulador del Servicio Eléctrico ("EMSE"), el cual todavía no está en funciones.

EDENOR y EDESUR, sin perjuicio de la transferencia de jurisdicción, continuarán rigiéndose por los respectos contratos de concesión y por las normas nacionales (legales y reglamentarias) aplicables a dichos contratos de concesión con anterioridad a la transferencia de la jurisdicción sobre los servicios; La Provincia de Buenos Aires y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires definirán las adecuaciones que correspondan sobre las normas generales aplicables a las concesiones, respetando los principios de la Ley 24.065.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

El servicio de transporte es prestado por concesionarios que operan y usan líneas de transporte de alta y media tensión. El servicio de transporte consiste en la transformación y el transporte de energía eléctrica desde los puntos de entrega de los generadores a los puntos de recepción de los distribuidores o Grandes Usuarios. La Ley Nº 24.065 establece que las empresas de transporte deben ser independientes de otros participantes del MEM, y les prohíbe la compra y/o venta de electricidad.

Las empresas de distribución se encargan de abastecer a los usuarios finales de energía eléctrica que no pueden contratar una fuente de suministro eléctrico independiente por sus niveles de consumo, tales como usuarios residenciales.

Las principales características de los contratos de concesión tanto para el transporte como la distribución eléctrica son: (i) normas de calidad de prestación de servicio con penalidades que se aplican en caso de incumplimiento; (ii) un plazo de concesión de 95 años por el monopolio del servicio de suministro en un área o red de suministro, dividido en "períodos de gestión", con un plazo inicial de 15 años y plazos posteriores de diez años. Al término de cada período de gestión, el Gobierno Nacional debe llamar a licitación para vender la participación mayoritaria de la empresa de transporte o distribución; y (iii) tarifas fijadas según criterios económicos con sistema de *price caps* y procesos predeterminados respecto de su cálculo y ajuste.

Grandes usuarios

El MEM clasifica a los Grandes Usuarios de energía en tres categorías: (i) Grandes Usuarios Mayores o "GUMA", (ii) Grandes Usuarios Menores o "GUME" y (iii) Grandes Usuarios Particulares o "GUPA".

Los GUMA son usuarios con una capacidad máxima igual o mayor que 1 MW y un consumo anual mínimo de 4.380 MWh. Las transacciones que realizan estos usuarios en el mercado *spot* son facturadas por CAMMESA.

Los GUME son usuarios con una capacidad máxima que oscila entre 0.03 y 2.0 MW. No están obligados a tener una demanda anual mínima.

Los GUPA son usuarios con una capacidad mínima de 0,030 MW y una capacidad máxima de 0,1 MW. No están obligados a tener una demanda anual mínima.

Comercializadores

Desde 1997, los comercializadores están autorizados a participar en el MEM actuando a título de intermediarios en ventas de energía en bloque.

Restricciones Verticales y Horizontales

Es importante destacar que los agentes del MEM están sometidos a restricciones verticales, conforme las disposiciones de la Ley N° 24.065 y el Decreto N° 1398/92, según las cuales:

1. las compañías de generación o distribución, los Grandes Usuarios o sus respectivas sociedades controladas o controlantes no están autorizadas a ser propietarias o el accionista mayoritario de una compañía de transporte o de su respectiva sociedad controlante. No obstante ello, el Poder Ejecutivo puede autorizar a una compañía de generación o distribución o a un Gran Usuario a construir, por su propia cuenta y en respuesta a una necesidad propia, una red de transporte respecto de la cual establecerá la modalidad y forma de funcionamiento;

2. el titular de una concesión de distribución no puede ser propietario de unidades de generación; no obstante, los accionistas del distribuidor de energía eléctrica sí pueden serlo, como personas físicas o bien constituyendo otra persona jurídica con el objeto de ostentar la titularidad o ejercer el control de unidades de generación; y

3. ninguna compañía de transporte podrá comprar o vender electricidad.

El Artículo 33 de la Ley General de Sociedades de Argentina postula 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, la Sociedad no puede garantizar que las autoridades de regulación del sector eléctrico aplicarán esta definición de control al implementar las restricciones antes descriptas. De acuerdo con las resoluciones dictadas por el ENRE,

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

una sociedad controlada por o controlante de una compañía de transporte de energía eléctrica es una sociedad que posee más del 51,00% de las acciones con derecho a voto de la sociedad controlada y ejerce el control mayoritario.

Tanto los transportistas como los distribuidores de energía eléctrica también están sujetos a restricciones horizontales. Las siguientes son las restricciones horizontales aplicables a transportistas de electricidad:

1. sólo mediante la expresa autorización del ENRE dos o más transportistas podrán consolidarse en un mismo grupo empresario o fusionarse. También es necesaria dicha autorización para que un transportista pueda adquirir la propiedad de acciones de otro transportista;

2. conforme los términos del contrato de concesión que rige el transporte de energía eléctrica en líneas de transmisión de más de 132kv y menores a 140kv, el servicio de transporte es prestado en forma exclusiva en áreas específicas indicadas en ese contrato; y

3. conforme los términos del contrato de concesión de la compañía que presta servicios de transporte de energía eléctrica en líneas cuya tensión es igual o superior a 220kv, el servicio debe ser prestado en forma exclusiva y sin restricciones territoriales, dentro de todo el territorio argentino.

Respecto a las compañías distribuidoras de energía eléctrica, las restricciones horizontales son las siguientes:

1. sólo mediante la expresa autorización del ENRE dos o más distribuidores, podrán consolidarse en un mismo grupo empresario o fusionarse. También es necesaria dicha autorización para que un distribuidor de energía eléctrica pueda adquirir la propiedad de acciones de otro distribuidor; y

2. el servicio de distribución es prestado dentro de áreas específicamente establecidas en los contratos de concesión respectivos.

Importaciones y exportaciones

Según el Decreto N° 974/97 las operaciones de importación y exportación son realizadas a través del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional (TEII), un servicio público sujeto a la concesión otorgada por la ex Secretaría de Energía Eléctrica. Bajo dicho régimen, a través de la Resolución N° 348/99, la ex Secretaría de Energía Eléctrica otorgó a Interandes Sociedad Anónima la concesión del TEII a través del Sistema de Transporte Güemes, el cuál conecta la Central Termoeléctrica Central de Salta en Güemes, Salta, con el Paso Sico, en el límite con la República de Chile.

Todas las operaciones de importación o exportación realizadas en el mercado a término requieren la autorización previa de la Secretaría de Energía y CAMMESA.

Precio del despacho de electricidad y el mercado spot antes de la Resolución SE Nº 95/2013

De conformidad con el Marco Regulatorio, a los generadores de energía eléctrica se los remuneraba en función de dos componentes: (1) un componente variable, basado en la energía eléctrica vendida en el mercado; y (2) un componente fijo que apunta a remunerar al generador por cada MW de capacidad de sus unidades disponibles por hora en el MEM, con independencia del consumo de energía eléctrica de dichas unidades. El valor del componente fijo dependía, entre otras cosas, del nodo a través del cual la unidad se conecta al SADI.

De acuerdo con el mercado *spot* que regía previo a las Ventas Spot, la energía eléctrica se comercializaba a precios que reflejaban la oferta y la demanda. CAMMESA despachaba las unidades de energía disponibles de acuerdo a los costos variables de producción determinados por los agentes generadores, ya sea en función del costo del combustible o del precio del agua declarado, despachándose en primer lugar las unidades de energía más eficientes. El precio del mercado *spot* era determinado por CAMMESA en forma horaria en un lugar geográfico específico, llamado "nodo mercado" situado en el centro de cargas del sistema en Ezeiza, Provincia de Buenos Aires. El precio de la energía consistía en un valor denominado “precio marginal del sistema” o “precio de mercado”, y representaba al costo económico de generar el próximo MWh para abastecer un incremento de la demanda al mismo valor. El sistema de fijación de precios estacionales estaba encuentra directamente relacionado con los precios promedio trimestrales proyectados del mercado *spot*.

Sin embargo, en la práctica, los mecanismos de fijación de precios del Mercado Spot han sufrido importantes cambios desde 2002 y mediante la Resolución N° 95/2013 de la Secretaría de Energía, se introdujeron cambios significativos en la remuneración del sector de generación, transformando el sistema en un régimen “costos más margen”, en el que los generadores eran remunerados sobre la

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

base de los costos variables (no combustibles), los costos fijos y un margen adicional. Asimismo, la Resolución N° 95/2013 prohibió a los generadores comprar su propio combustible, siendo CAMMESA la única compradora y administradora del combustible.

El régimen de remuneración de la generación eléctrica fue modificado y complementado por numerosas resoluciones en los años siguientes: (i) Resolución SE N° 529/14, (ii) Resolución SE N° 482/2015, (iii) Resolución SEE N° 22/2016, (iv) Resolución N° 19/17 (que estableció un régimen de remuneración en dólares estadounidenses); (v) Resolución 1/19 (que mantuvo el régimen en dólares estadounidenses) .

Posteriormente, la Resolución 1/19 fue modificada por (i) la Resolución 31/20 (que restableció un régimen de remuneración valuado en pesos argentinos), (ii) la Resolución 440/21, (iii) la Resolución 238/22, (iv) la Resolución 826/22, (v) la Resolución 750/23, (vi) la Resolución Nº 869/23 y (vii) la Resolución 9/24.

El Fondo de Estabilización

El precio de la energía se transfiere a los usuarios finales a través de las empresas de servicios públicos de distribución. A los fines de establecer los precios para el usuario final, CAMMESA analiza la oferta y la demanda de energía eléctrica para el período cuyo precio se calcula. El precio estacional es un precio trimestral fijo. El Marco Regulatorio estableció un Fondo de Estabilización que absorbe las diferencias entre el precio estacional y el precio spot en el MEM. Cuando el precio estacional resulta superior al precio spot, se acumula un superávit en el Fondo de Estabilización. Todo eventual superávit se utiliza para compensar las pérdidas de períodos en los que el precio spot ha superado al estacional. No obstante, debido a políticas públicas en materia tarifaria, el Fondo de Estabilización ha sido deficitario desde 2003.

Tarifas

Las tarifas cobradas por las compañías de transporte de energía eléctrica incluyen: (i) un cargo de conexión, (ii) un cargo por uso de la capacidad de transporte, y (iii) un cargo por la energía efectivamente transportada. Adicionalmente, las empresas a cargo del transporte pueden recibir un ingreso generado por la ampliación del sistema. Las tarifas de transporte se trasladan a los usuarios finales a través de los distribuidores.

Los cargos cobrados a los usuarios finales por las empresas de distribución incluyen: (i) el precio de compra de energía en el MEM (el precio estacional tal como fue descrito arriba), (ii) los costos de transporte, (iii) un valor agregado de distribución ("VAD") que remunera al distribuidor y (iv) los impuestos. El VAD representa el costo marginal de brindar los servicios, incluidos los costos de inversión y desarrollo de redes, costos de funcionamiento, mantenimiento y comercialización, así como también la depreciación y un retorno razonable del capital invertido. Las tarifas así determinadas deben permitir a un distribuidor eficiente cubrir sus costos de funcionamiento, financiar la renovación y mejora de sus instalaciones, satisfacer la demanda creciente, cumplir con los estándares de calidad establecidos y obtener un retorno razonable, y a la vez cumplir con ciertos estándares de eficiencia de funcionamiento y operar en consonancia con las cantidades invertidas y con los riesgos nacionales e internacionales inherentes a sus operaciones.

Cabe notar que las tarifas se han visto afectadas por emergencias subsiguientes del sector energético, tal como se describe en la siguiente sección.

Emergencia del Sector Eléctrico

El sector eléctrico se ha visto sumamente afectado por la Ley de Emergencia Pública sancionada el 6 de enero de 2002 y las medidas adoptadas en consecuencia. Como resultado de la Ley, las tarifas de transporte y distribución de energía eléctrica fueron convertidas a Pesos y congeladas por más de seis años. Sólo tuvieron aumentos limitados y de pequeña escala.

Desde la aprobación de la Ley de Emergencia Pública, una serie de disposiciones transitorias modificaron el mecanismo original de determinación de precios en el MEM. Las medidas adoptadas de conformidad con la Ley de Emergencia Pública también distorsionaron este mecanismo, ya que a pesar de un aumento relativo del precio *spot*, el precio estacional permaneció congelado para todos los usuarios hasta el año 2004, año en el que se dispuso un ajuste parcial que no alcanzó a la demanda residencial. Como resultado, los montos recaudados sobre la base de los precios estacionales fueron más bajos que los montos basados en el precio *spot*, circunstancia que ha determinado un déficit creciente del Fondo de Estabilización.

Además, la remuneración a los generadores de energía eléctrica se mantuvo en niveles artificialmente bajos mediante una normativa que, entre otras medidas, establece un tope a los precios spot que congela los pagos por capacidad.

El 15 de diciembre de 2015, mediante el Decreto 134/2015 el Poder Ejecutivo declaró la emergencia del sector eléctrico nacional hasta el 31 de diciembre de 2017.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

El 20 de diciembre de 2019 se sancionó la Ley de Solidaridad N° 27.541, que declaró nuevamente la emergencia pública en materia tarifaria y energética, extendiendo dicha declaración a los ámbitos económico, financiero, fiscal, administrativo, previsional, sanitario y social, delegando en el Poder Ejecutivo Nacional diversas facultades para el cumplimiento de los objetivos previstos en la norma.

La Ley de Solidaridad implementó una serie de importantes medidas vinculadas con el sector energético:

(i) suspendió los aumentos en las tarifas de transporte y distribución por 180 días, período que fue posteriormente prorrogado mediante el Decreto N° 543/2020 y el Decreto N° 1020/2020.

(ii) ordenó la iniciación de un proceso de renegociación tarifaria, que comenzó mediante el Decreto N° 1020/2020 (por un plazo de dos años), y fue prorrogado por el Decreto N° 815/2022 (por el término de un año).

(iii) otorgó al Poder Ejecutivo amplias facultades para intervenir el ENRE, inicialmente hasta diciembre de 2020. No obstante ello, la intervención también fue prorrogada varias veces durante toda la presidencia de Fernández, mediante el Decreto N° 277/2020, Decreto N° 1020/2020, Decreto N° 871/2021 y Decreto N° 815/2022.

El 16 de junio de 2022, con la publicación del Decreto N° 332/2022, se estableció un régimen de segmentación de subsidios para usuarios residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por red, a partir de junio de 2022, con el objetivo de alcanzar valores razonables de energía y susceptibles de ser aplicados con criterios determinados por la autoridad regulatoria (la Secretaría de Energía).

El 18 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional (bajo el gobierno de Milei) dictó el Decreto N° 55/2023 que resolvió:

- En relación con la emergencia:
  - Declarar la emergencia en lo que respecta a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica y de transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción nacional hasta el 31 de diciembre de 2024.
  - Instruir a la Secretaría de Energía para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones necesarias con el fin de establecer los mecanismos para la sanción de precios en condiciones de competencia, mantener los niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión, para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.
- En relación con la revisión tarifaria:
  - Iniciar la revisión tarifaria correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.
  - La entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes no podrá exceder del 31 de diciembre de 2024.
  - Hasta tanto culmine el proceso de revisión tarifaria podrán aprobarse adecuaciones transitorias de tarifas y ajustes periódicos, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados, a cuenta de lo que resulte de la revisión tarifaria.
  - Establecer mecanismos que posibiliten la participación ciudadana en el proceso de adecuación tarifaria transitoria.
- En relación con la intervención del ENRE y del ENARGAS:
  - Disponer la intervención del ENRE y del ENARGAS a partir del 1° de enero de 2024 y hasta la designación de los nuevos miembros del Directorio.
  - Facultar a la Secretaría de Energía a designar a los interventores del ENRE y del ENARGAS.
  - Facultar a los interventores a realizar los procesos de revisión tarifaria.
  - La Secretaría de Energía deberá, en un plazo de 180 días, iniciar el proceso de selección de los miembros del Directorio del ENARGAS. Asimismo deberá revisar y/o reconducir y/o confirmar y/o anular el proceso de selección de los miembros del Directorio del ENRE.

El 20 de diciembre de 2023, mediante el Decreto N° 70/2023, el Poder Ejecutivo Nacional resolvió, entre otras cuestiones, lo siguiente:

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

- Facultar a la Secretaría de Energía a redeterminar la estructura de subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de energía eléctrica y gas natural. A este fin, deberá considerar los ingresos del grupo conviviente.
- Facultar a la Secretaría de Energía a definir los mecanismos específicos que materialicen la asignación y efectiva percepción de los subsidios, determinando los roles y tareas que desempeñarán los distintos actores públicos, empresas concesionarias, y otros actores o agentes pertinentes.

El 3 de enero de 2024, mediante Resoluciones Nº 2/2023 y 3/2023 del ENRE, se resolvió convocar a audiencia pública a realizarse el 26 de enero de 2024, para la adecuación transitoria de las tarifas de transporte y distribución (de EDENOR y EDESUR).

En consecuencia, con fecha 16 de febrero de 2024, mediante Resoluciones Nº 101/2024 y 102/2024 del ENRE (modificadas por Resolución Nº 115/2024), se resolvió aprobar el Cuadro Tarifario para usuarios residenciales Nivel 1, Nivel 2, Nivel 3 y demás categorías tarifarias a aplicarse a partir del 16 de febrero de 2024.

Asimismo, en el marco de las Resoluciones N° 58/2024, 66/2024 y 77/2024 de la Secretaría de Energía de la Nación, emitidas en relación a las deudas CAMMESA por las transacciones económicas correspondientes a los meses de diciembre de 2023 y enero y febrero de 2024, el 23 de mayo de 2024, la Sociedad celebró con CAMMESA un acuerdo, en virtud del cual las deudas serán pagadas por CAMMESA a la Sociedad de la siguiente forma:

1) Las correspondientes a las transacciones económicas de los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024, serán pagadas mediante la entrega de títulos públicos "BONOS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES STEP UP 2038" (BONO USD 2038 L.A.) dentro de los DIEZ (10) días hábiles contados a partir de la firma del acuerdo, y

2) Las correspondientes a la transacción económica del mes de febrero de 2024 serán pagadas con los fondos disponibles en las cuentas bancarias habilitadas en CAMMESA dentro de las 48 horas desde la firma del acuerdo.

Tales acuerdos de pago mencionados precedentemente no afectan el giro ordinario de los negocios de la Sociedad ni su capacidad de pago y de obtención de financiamiento.

FONINVEMEM y programas similares

En 2004, el gobierno argentino, con el objeto de incrementar la capacidad de generación, creó el FONINVEMEM (Resolución SE Nº 712/2004), un fondo administrado por CAMMESA. Con la finalidad de aportar capital al FONINVEMEM, la ex Secretaría de Energía Eléctrica invitó a los participantes del MEM con LVFVD (Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, de acuerdo con la Resolución SE N° 406/2003 y 943/2003) originadas en sumas adeudadas por CAMMESA a generadores durante el período comprendido entre enero de 2004 y diciembre de 2006, a aportar sus acreencias al FONINVEMEM. En las etapas iniciales del FONINVEMEM, los generadores tenían que participar en la construcción de dos nuevas plantas generadoras de ciclo combinado de 800 MW. En consecuencia, el 13 de diciembre de 2005, se crearon las compañías generadoras TMB y TJSM. Posteriormente, los generadores también aportaron a dichos proyectos las LVFVD desde 2007.

El FONINVEMEM les reembolsa a los aportantes privados el importe de los créditos aportados por cada uno de ellos en 120 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, a partir de la fecha de habilitación comercial de las plantas, convertidos a Dólares Estadounidenses, al tipo de cambio vigente a la fecha del acuerdo aplicable, más intereses a la tasa de interés pautada en el acuerdo aplicable a cada proyecto. Para más información, véase *"Información sobre la Compañía- FONINVEMEM y programas similares"*.

Luego, en 2010, se celebró un nuevo acuerdo con los generadores del MEM a los efectos de fomentar el desarrollo de nueva capacidad de generación de energía eléctrica para satisfacer la creciente demanda de energía y capacidad y también para facilitar la liquidación de los créditos que los generadores tenían con CAMMESA (LVFVD) por las ventas de energía eléctrica. En el marco de dicho acuerdo, Central Puerto y los grupos Endesa y Duke participaron en un proyecto para la construcción de una central termoeléctrica de ciclo combinado denominada Central Vuelta de Obligado, en Timbúes, Provincia de Santa Fe, y, a su vez, el Grupo AES fue parte de un proyecto para la construcción de la Central Guillermo Brown, en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. En relación con la anterior, se creó la empresa generadora CVOSA.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Energía Plus

En septiembre de 2006, la Secretaría de Energía emitió la Resolución SE Nº 1281/06 que creó el Programa de Energía Plus, para responder ante el sostenido aumento de la demanda de energía e incentivar a partes interesadas del sector privado a invertir capital nuevo en el sector energético a fin de generar nuevas fuentes de energía.

La resolución estableció que:

1) La energía disponible en el mercado se utilizará principalmente para brindar el servicio a clientes residenciales, alumbrado público, entidades públicas y usuarios industriales y comerciales con una demanda de energía igual o inferior a 300 kW que no hubiesen celebrado contratos a término.

2) Los GUMA, GUME y los grandes clientes de empresas de distribución (en todos los casos con un consumo igual o superior a 300 kilovatios) pueden satisfacer cualquier consumo que exceda su demanda base (igual a su demanda en 2005) con el servicio de Energía Plus, consistente en la oferta de disponibilidad de generación adicional por parte de nuevos generadores y agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores que no sean agentes del MEM o que, a la fecha de publicación de la resolución, no estuvieran interconectados al MEM. El precio que los grandes usuarios deben abonar por la demanda excedente, en caso que no fuera previamente contratada bajo Energía Plus, originalmente fue estipulado como equivalente al costo marginal de operación. El costo marginal es igual al costo de generación de la última unidad de generación transportada para abastecer la creciente demanda de energía eléctrica en cualquier momento dado. Con Energía Plus, el precio fue modificado por la Secretaría de Energía y fijado en Ps. 650 por MWh para GUMA y GUME y ha sido mantenido para grandes consumidores de empresas distribuidoras por el exceso en la demanda (Nota Nº 111/16 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica).

PPA para ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales – Secretaría de Energía–Resolución 220/07

Por medio de la Resolución N° 220/07, la Secretaría de Energía habilitó la celebración de Contratos de Abastecimiento de Energía ("PPA") entre el MEM (representado por CAMMESA) y empresas que aporten una nueva oferta de generación al sistema (es decir, las llamadas ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales presentadas por agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores que a la fecha de publicación de la resolución no fueran agentes del MEM o no contasen con las instalaciones de generación a comprometer en esas ofertas). Los PPA se aplican a todos aquellos proyectos de instalación de energía adicional en los que participara el Estado Nacional, ENARSA o los que el ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (actualmente, la Secretaría de Energía) determinara.

La Resolución N° 220/07 estable los términos estándar de los PPA, incluyendo entre ellos:

1. *Vigencia:* diez años de plazo máximo.
2. *Partes:* Como parte vendedora, la empresa cuya oferta haya sido aprobada por la entonces Secretaría de Energía Eléctrica; y como parte compradora el MEM en su conjunto representado por CAMMESA.
3. *Remuneración:* Será determinada en base a los costos aceptados por la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica y aprobados por el ex Ministerio de Planificación.
4. *Punto de entrega*: el nodo de vinculación de la central con el SADI.
5. *Recursos*: Los PPA deben incluir recursos a invocar por incumplimiento en función de la afectación que pueda introducir la indisponibilidad de las unidades comprometidas en los PPA en el adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en el SADI.
6. *Despacho*: Las máquinas y centrales afectadas al cubrimiento de los PPA generarán energía eléctrica en la medida que resulten despachadas por CAMMESA.

El Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas

La Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 724/2008, que habilitó la realización de contratos de compromiso de abastecimiento MEM asociados a la reparación o repotenciación de grupos de generadores de diésel y/o equipamiento asociado, con agentes generadores del MEM. La remuneración a percibir por la parte vendedora goza de la prioridad de pago establecida por el inciso "I" del artículo 4 de la Resolución de la SEN N° 406/03.

El 11 de noviembre de 2009 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 762/2009 de la Secretaría de Energía a través de la cual se instrumentó la creación del Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas (el "Programa Nacional").

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

El objetivo de ese Programa Nacional es incentivar y sostener la construcción de centrales hidroeléctricas en el territorio de la República Argentina mediante la creación de fondos suficientes para garantizar el repago de las inversiones realizadas y del financiamiento provisto en ese marco.

Dentro de ese marco, el gobierno nacional ha previsto la posibilidad de celebrar contratos de abastecimiento de energía eléctrica - correspondientes a la energía generada por las obras hidroeléctricas que se enmarquen en el Programa Nacional - entre CAMMESA y agentes generadores del MEM que serán determinados por el ex Ministerio de Energía y Minería. Uno de los objetivos de los contratos de abastecimiento para obras hidroeléctricas será repagar las inversiones realizadas y del financiamiento utilizado para la concreción de todas las obras hidroeléctricas incluidas en el Programa Nacional.

El plazo de vigencia estándar de los contratos puede ser de hasta 15 años, aunque dicho plazo puede ser prorrogado por el ex Ministerio de Energía y Minería. Superado ese plazo, cada central hidroeléctrica que forme parte del Programa Nacional podrá comercializar su generación al precio que en ese momento especifique el MEM.

Los términos y condiciones de los contratos fueron determinados por la ex Secretaría de Energía Eléctrica, teniendo en cuenta principios de racionalidad económica, equidad y beneficios operativos para el conjunto del sistema eléctrico, conforme los cuales procederá a calificar a las obras hidroeléctricas a ser ejecutadas al amparo del Programa Nacional.

Convocatoria a ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada

Mediante la Resolución SEE N° 21/16, la ex Secretaría de Energía Eléctrica convocó a interesados en ofertar nueva capacidad de generación térmica y de producción de energía eléctrica asociada. La energía debía estar disponible en el MEM para satisfacer requerimientos esenciales de la demanda, a partir de los períodos estacionales de verano 2016/2017, invierno 2017 y verano 2017/2018.

El agente cuya oferta resultase finalmente aceptada debía suscribir un contrato de venta de disponibilidad de potencia de generación eléctrica y energía asociada en el MEM, denominado "contrato de demanda mayorista", con los agentes distribuidores y Grandes Usuarios del MEM representados por CAMMESA.

Los lineamientos del contrato referido se encuentran previstos en la Resolución N° 21. Entre otros, cabe destacar los siguientes: (i) su vigencia será entre cinco y diez años; (ii) el consumo específico máximo de cada unidad generadora por combustible utilizado será menor a 2.500 kilocalorías por kilovatios hora; (iii) se preverá un régimen de recursos por incumplimiento de la disponibilidad de capacidad de generación comprometida; (iv) se incluirá el suministro y reconocimiento del costo de los combustibles a consumir por las máquinas y centrales afectadas, con arreglo a la normativa aplicable; (v) la prioridad de pago de los contratos será primera en el orden de prelación, equivalente a la que poseen los contratos de abastecimiento vigentes con el Banco de Inversión y Comercio Exterior ("BICE"), como fiduciario de los fideicomisos "Central Termoeléctrica Manuel Belgrano" y "Central Termoeléctrica Timbúes", desde enero y febrero de 2010, respectivamente. Asimismo, la prioridad de pago será equivalente a la de las obligaciones de pago por compras de combustible líquido para generación de energía eléctrica; y (vi) los contratos incluirán otras características que surgen del régimen de la Resolución N° 21.

En virtud de la Resolución N° 21, la ex Secretaría de Energía Eléctrica recibió ofertas por 6.611 MW y adjudicó 2.871 MW en total.

De acuerdo con la Resolución N° 155/16 y la Resolución N° 216/16, la ex Secretaría de Energía Eléctrica autorizó a CAMMESA a suscribir los contratos de demanda mayorista con cada adjudicatario por 1.915 MW con un precio promedio de U$S21,833/MW-mes, y por 956 MW con un precio promedio de U$S19,907/MW-mes, respectivamente. Asimismo, a través de la Resolución N° 387/16, la ex Secretaría de Energía Eléctrica autorizó a CAMMESA a suscribir contratos de demanda mayorista adicionales para dos proyectos de generación (uno por 100 MW y otro por 137 MW).

Convocatoria Abierta a Interesados en vender energía térmica – Resolución 287-E/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica

Mediante la Resolución N° 287-E/2017 de fecha 11 de mayo de 2017, la ex Secretaría de Energía Eléctrica dispuso la convocatoria abierta a interesados en vender energía térmica mediante la celebración de contratos de abastecimiento a largo plazo. La convocatoria se centra en proyectos de cierre de ciclos combinados y proyectos de cogeneración.

Los principales requisitos de la convocatoria fueron los siguientes (se aplican otros requisitos y condiciones):

(a) Proyectos de cierre de ciclos combinados sobre centrales térmicas: i) existentes en ese momento o de próxima habilitación a ciclo abierto, ii) de bajo consumo especifico, iii) con posibilidades de mejorar su eficiencia a niveles competitivos con el cierre del ciclo, iv) que el cierre no incrementase las necesidades del transporte eléctrico más allá de las capacidades

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

existentes o de ampliaciones a su costo, v) que se dispusiese, dado el mayor uso resultante debido al incremento de la eficiencia de la central en ciclo combinado, de la infraestructura necesaria y suficiente en su sistema de combustibles para garantizar el funcionamiento permanente del ciclo combinado y vi) que, en principio, el tiempo máximo de construcción fuera de 30 meses.

(b) Proyectos de Cogeneración: i) debían ser eficientes, ii) no debían incrementar las necesidades del transporte eléctrico, iii) debían disponer de un abastecimiento propio de combustible principal y alternativo permanente y garantizado y iv) que en principio, el tiempo máximo de instalación fuera de 30 meses.

(c) El plazo de los PPA debía ser de 15 años.

(d) CAMMESA debía actuar a título de comprador, en representación de los distribuidores y grandes usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino. El PPA podía ser proporcionalmente asignado a los grandes usuarios y distribuidores en una etapa posterior.

(e) El generador recibiría un pago fijo por capacidad (sujeto a disponibilidad de energía) y un pago variable por la energía efectivamente suministrada a la red.

(f) Los precios en el marco del PPA debían ser establecidos en dólares estadounidenses. Sin embargo, CAMMESA debía efectuar el pago en pesos argentinos al tipo de cambio del día hábil inmediatamente anterior a la fecha de pago establecida en el documento de liquidación de ventas emitido por CAMMESA.

(g) Los pagos en el marco del PPA serían beneficiados con un mecanismo de pago prioritario (igual al establecido para el pago de costos de combustible para la generación de energía).

(h) Dentro de los tres meses posteriores a la celebración del PPA, CAMMESA debía constituir un Fondo de Garantía de Pago para garantizar las obligaciones contraídas en el mencionado Contrato. Debía cubrir seis meses de los pagos de potencia estimada bajo cada Contrato de Abastecimiento. La Secretaría de Electricidad debía proveer los detalles en cuanto a la constitución y administración del Fondo.

Mediante la Resolución SE N° 820/2017 y la Resolución SEE 926/2017 se adjudicaron PPA a diferentes proyectos.

Transferencias de ENARSA

El Decreto N° 882/2017 instruyó al ex Ministerio de Energía y Minería (actuando como accionista de IEASA, actualmente denominada ENARSA) a implementar las medidas necesarias para que ENARSA realice la venta, cesión o transferencia de sus activos, derechos y/o acciones (según sea el caso) relacionados con las centrales térmicas de Ensenada Barragán, Brigadier López y Manuel Belgrano II, y de la Compañía Inversora de Transmisión Eléctrica CITELEC S.A.

De conformidad con el Decreto N° 882/2017, el ex Ministerio de Energía y Minería también fue instruido para implementar las medidas y procedimientos necesarios para ejecutar la venta, cesión o transferencia (según sea el caso) de (i) las acciones del Gobierno Argentino en Central Puerto S.A. y en otras empresas energéticas (Central Dique S.A., Central Térmica Güemes S.A., Centrales Térmicas Patagónicas S.A., TRANSPA y Dioxitek S.A), (ii) los derechos que posee el Gobierno Nacional sobre las siguientes centrales eléctricas, empresas y acciones: Termoeléctrica Manuel Belgrano, Termoeléctrica José de San Martín (Central Timbúes), Termoeléctrica Vuelta de Obligado y Termoeléctrica Guillermo Brown.

Las subsecuentes ventas y transferencias tuvieron que contemplar procedimientos públicos y competitivos, que debían proteger los derechos establecidos en los estatutos de las compañías y en la documentación societaria y contractual relacionada.

El pliego de bases y condiciones de la licitación para la transferencia de las centrales térmicas Ensenada Barragán y Brigadier López fue aprobado mediante la Resolución N° 289/2018 del ex Ministerio de Energía y Minería. La Compañía presentó ofertas para ambas centrales, y el 27 de febrero de 2019 fue notificada de la adjudicación de la Central Térmica de Brigadier López, cuya transferencia se efectivizó con fecha 14 de junio de 2019.

Con fecha 14 de junio de 2019, se suscribió el contrato de transferencia de la unidad de producción de la Central Térmica Brigadier López y del predio en el que se encuentra emplazada la central, el cual incluía también: (a) los bienes muebles, los bienes muebles registrables, las instalaciones, las maquinarias, las herramientas, los repuestos y otros activos utilizados en las operaciones de la Central Térmica Brigadier López; (b) la posición contractual de IEASA (actualmente ENARSA) en los siguientes contratos: (i) los contratos de abastecimiento turbogas y turbovapor celebrados con CAMMESA, (ii) el Contrato de Fideicomiso Financiero Brigadier

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

López (según se define más abajo), (iii) el contrato de mantenimiento a largo plazo con Siemens, (iv) el contrato de venta de repuestos con Siemens, (iv) las pólizas de seguro y, entre otros; (c) los permisos y las autorizaciones vigentes relacionados con las operaciones de la Central Térmica Brigadier López; y (d) los empleados de la Central Térmica Brigadier López.

La Central Térmica Brigadier López tiene instalada una turbina a gas de 280,50 MW marca Siemens. Está previsto complementar esas turbinas a gas con una caldera y una turbina a vapor para completar el ciclo combinado, lo cual le permitirá a la Central Térmica Brigadier López generar unos 420 MW en total. A la fecha de este Prospecto, aún no se han terminado de instalar todos los elementos necesarios para la finalización del ciclo combinado. Se espera alcanzar la finalización durante el año 2024. (véase "*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora— Ciertos factores ajenos al control de la Emisora podrían afectar o demorar los proyectos adjudicados o alterar los planes de ampliación de sus plantas existentes*.").

En virtud del contrato de fideicomiso mencionado *ut supra* (el "Contrato de Fideicomiso Financiero Brigadier López"), Central Puerto reemplazó a ENARSA en carácter de fiduciante del Contrato de Fideicomiso Financiero Brigadier López, mientras que BICE Fideicomisos actúa a título de fiduciario. Al 14 de junio de 2019, el saldo de la deuda financiera del fideicomiso ascendía a U$S 154.662.725. El monto cancelado el 14 de junio de 2019 fue de U$S 165.432.500 (U$S 155.332.500 en efectivo más U$S10.100.000 liquidados mediante la cesión de LVFVD a ENARSA).

Conforme a los términos del contrato de fideicomiso, la deuda financiera devenga intereses a una tasa anual equivalente a (i) LIBOR más un 5% o (ii) 6,25%, la que fuera mayor, con amortización mensual del capital. En su carácter de fiduciario, BICE Fideicomisos está a cargo de la administración y cancela dicha deuda, con los fondos procedentes de determinados componentes de las ventas de la Central Térmica Brigadier López que fueron cedidos al Contrato de Fideicomiso Financiero Brigadier López y son pagados directamente por CAMMESA al Contrato de Fideicomiso Financiero Brigadier López. Por otra parte, se constituyó una reserva por un monto total equivalente a dos meses de servicio de la deuda. En el supuesto de insolvencia del Contrato de Fideicomiso Financiero Brigadier López, los acreedores no tienen recurso alguno contra los activos de Central Puerto. A la fecha de este Prospecto, esta deuda financiera se encuentra cancelada.

Energía Renovable

Programa de Energía Renovable

En los últimos años la República Argentina ha priorizado la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. En ese sentido, no sólo se ha dictado normativa tendiente a regular e incorporar este tipo de energías al MEM, sino que también le ha dado impulso otorgando incentivos a través de beneficios fiscales y tarifas preferenciales o subsidiadas.

A los efectos de promover las energías renovables, en diciembre de 2006 se sancionó la Ley Nº 26.190, que aprobó el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinadas a la Producción de Energía Eléctrica (el "Régimen Promocional"). Las fuentes de energía renovables contempladas en este régimen son las eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica (centrales hidroeléctricas hasta 30 MW), biomasa, y gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás (con excepción de los usos previstos en la Ley Nº 26.093 de Biocombustibles). El objetivo de la Ley N° 26.190 es aumentar la proporción de energía proveniente de fuentes renovables al 8% del consumo de energía eléctrica nacional dentro de un plazo de diez años desde su puesta en marcha. La Ley N° 26.190 estableció también un régimen de inversiones para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables que regirá por diez años. El régimen establecido por la Ley N° 26.190 está excluido del régimen general de remuneración regulado por la Resolución SE Nº 95/13, con sus modificatorias (tal como se describirá más adelante).

Los beneficiarios de este régimen pueden ser las personas físicas y/o jurídicas que sean titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables en Argentina, aprobados por la autoridad de aplicación. La energía debe estar destinada al MEM y el proyecto debe relacionarse con la prestación de servicios públicos.

El 23 de septiembre de 2015, la Ley Nº 26.190 fue modificada por la Ley Nº 27.191. Las modificaciones introducidas apuntan a establecer el marco legal para incrementar las inversiones en energías renovables y promover la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, incrementando el grado de participación de las fuentes renovables. Para tales efectos, entre otras cuestiones, la Ley:

1. fija metas de consumo de energías renovables para todos los consumidores de energía eléctrica de Argentina, en términos del porcentaje mínimo de energía eléctrica generada a partir de energías renovables que están obligados a consumir al 31 de diciembre de los siguientes años: 8,00% para 2017, 12,00% para 2019, 16,00% para 2021, 18,00% para 2023, y 20,00% para 2025;

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

2. modifica y expande los beneficios fiscales para proyectos elegibles;
3. crea el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables ("FODER"), que se constituirá como un fideicomiso en el que el Estado Nacional actuará como fiduciante y fideicomisario, el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) será el fiduciario y los titulares de proyectos de inversión aprobados serán los beneficiarios. El fondo deberá aplicar los bienes fideicomitidos al otorgamiento de préstamos, a la realización de aportes de capital, la adquisición de todo otro instrumento financiero destinado a la ejecución y financiación de proyectos elegibles de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables; y
4. establece obligaciones para los Grandes Usuarios y grandes demandas: los que sean clientes de los prestadores del servicio público de distribución o de los agentes distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a 300 KW deberán cumplir metas graduales mediante autogeneración, o bien comprar dicha energía eléctrica a los generadores (directamente o través de distribuidores o agentes de energía eléctrica, o bien a través de CAMMESA, el operador del mercado mayorista), a un precio que no podrá exceder un promedio de U$S113/MWh hasta el 30 de marzo de 2018 y, de allí en adelante, al precio que determine el ex Ministerio de Energía y Minería. En este sentido, el ex Ministerio de Energía y Minería, mediante la Resolución N° 281/2017, estableció un marco regulatorio que permite a los Grandes Usuarios comprar energía renovable a generadores privados.

Conforme al Decreto 531/16, el Gobierno Nacional estableció los lineamientos y principios generales para el desarrollo de proyectos de energía, delegando los procedimientos para el cumplimiento de las metas, licitaciones o subastas de energía para la implementación del FODER, en el ex Ministerio de Energía y Minería, especialmente en la ex Subsecretaría de Energías Renovables. Los aspectos más importantes de la reglamentación son los siguientes:

1. El ex Ministerio de Energía y Minería (actual Secretaría de Energía) será la autoridad de aplicación de la ley.
2. Se aplicará a proyectos de nuevas plantas, ampliaciones o repotenciaciones de existentes, adquisición de equipos nuevos o usados, en la medida que se utilicen bienes nuevos, obras y otros servicios para el proyecto que estén directamente conectados a este último. Podrán acceder los proyectos que, habiendo sido seleccionados bajo las Resoluciones 220/2007, 712/2009 y 108/2011 de la Secretaría de Energía, su construcción no haya comenzado aún y hayan sido seleccionados por la autoridad de aplicación y el contrato celebrado se rescinda. Podrán también acceder aquellos proyectos cuya construcción ya hubiere comenzado en la medida que se acepten modificaciones a los contratos celebrados conforme lo requiera la autoridad de aplicación. La autoridad de aplicación debe establecer un orden de mérito para los proyectos que hayan sido aprobados y definir los beneficios promocionales a otorgar a cada uno de ellos.
3. Las metas previstas en la ley serán auditadas anualmente a partir del 31 de diciembre de 2018. Se admitirá un margen de error para los usuarios del 10% por año para el cumplimiento de las metas de consumo de energía de fuente renovable establecido por la ley.
4. La autoridad de aplicación establecerá los términos y condiciones bajo los cuales asignará un porcentaje de los fondos de la cuenta de financiamiento del FODER a favor de proyectos de desarrollo de la cadena de valor de fabricación local de equipos de generación de energía de fuentes renovables, partes o elementos componentes.

Beneficios fiscales otorgados por la Ley N° 26.190

El régimen anterior contemplaba los siguientes beneficios impositivos, a saber:

- Devolución anticipada del IVA de los bienes nuevos amortizables u obras de infraestructura del proyecto. El IVA facturado a los beneficiarios por la compra, elaboración, fabricación o importación definitiva de bienes de capital o la realización de obras de infraestructura, le será acreditado contra otros impuestos a cargo de la AFIP luego de transcurridos, como mínimo, tres períodos fiscales contados desde aquél en el que se hayan realizado las inversiones o, en su defecto, le será devuelto en el plazo estipulado en la aprobación del proyecto, en las condiciones y con las garantías que al respecto se establezcan.
- Amortización acelerada de los bienes a efectos del impuesto a las ganancias: los beneficiarios podrán practicar amortizaciones por las inversiones correspondientes a los proyectos efectuadas con posterioridad a su aprobación y conforme a los plazos que allí se establezcan. Estas amortizaciones están sujetas a un tratamiento diferenciado según el momento en que se hayan realizado: dentro de los primeros, segundos o terceros doce meses posteriores a la aprobación del proyecto. Esta alternativa está sujeta a la condición de que los bienes permanezcan en el patrimonio del titular del proyecto durante por lo menos tres años.
- Falta de cálculo del impuesto a la ganancia mínima presunta establecido por la Ley 25.063 de los bienes afectados a los proyectos iniciados bajo el régimen de la ley de energía renovable. Este beneficio comprende los tres períodos fiscales anteriores a la finalización del proyecto correspondiente. Los bienes deben estar afectados al proyecto relevante y tuvieron que haber sido adquiridos por la compañía luego de la aprobación del proyecto. Conforme a la Ley N° 27.260 sancionada por el Congreso Nacional el 29 de junio de 2016, se eliminó el impuesto a la ganancia mínima presunta para períodos fiscales iniciados el 1 de enero de 2019.

Beneficios fiscales otorgados por la Ley Nº 27.191

La Ley N° 26.190, conforme fuera modificada por la Ley N° 27.191, junto con el Decreto N° 531/2016 y las reglamentaciones del ex Ministerio de Minería y Energía, dispuso el Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía (el "Régimen de Fomento"). El Régimen de Fomento de las Energías Renovables contempla los siguientes beneficios fiscales:

1. Devolución anticipada del IVA y amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, pudiendo accederse a ambos beneficios en forma simultánea, con reducción de la extensión de los beneficios en función del momento en que ocurra el principio efectivo de ejecución del proyecto.
2. Extensión a diez años del período de traslado de quebrantos a ejercicios futuros. Los quebrantos originados en la actividad promovida sólo podrán compensarse con utilidades netas resultantes de la misma actividad.
3. Exclusión de los bienes afectados a la actividad promovida de la base imponible del impuesto a la ganancia mínima presunta, hasta el octavo ejercicio inclusive desde la puesta en marcha del proyecto (incluido el primer ejercicio). Los activos beneficiados son los que se afecten al proyecto promovido e ingresen al patrimonio del titular del mismo con posterioridad a la aprobación de dicho proyecto. De conformidad con la Ley N° 27.260, el impuesto a la ganancia mínima presunta fue derogado para los ejercicios que se inician a partir del 1° de enero de 2019.
4. Exención del impuesto del 10% sobre los dividendos distribuidos por las sociedades titulares de proyectos promovidos que se reinviertan en nuevos proyectos de infraestructura en Argentina. Este impuesto fue eliminado en virtud de las disposiciones de la Ley N° 27.260. La exención no sería de aplicación al impuesto gravado sobre la ganancia neta derivada de dividendos y utilidades distribuidas por entidades argentinas a personas físicas, sucesiones indivisas, y beneficiarios del exterior, establecido mediante la sanción de la Ley N° 27.439, con sus modificatorias, actualmente sujeto a una retención del 7% sobre el monto de dichos dividendos.
5. Certificado fiscal aplicable al pago de Impuesto a las Ganancias, IVA, Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta e Impuestos Internos por un importe equivalente al 20% del valor de los componentes fabricados en Argentina de las instalaciones electromecánicas, en la medida en que el 60% de dichos componentes (excluyendo la obra civil) sean de fabricación nacional. Cuando los componentes no se fabriquen en Argentina o su producción sea insuficiente, el porcentaje se reduce al 30%. La cesión del certificado fiscal estará sujeta a que no se registre deuda líquida exigible con la AFIP. El certificado fiscal podrá ser cedido a terceros una única vez.
6. Otros beneficios, incluyendo la posibilidad de trasladar al precio de la energía renovable vendida los mayores costos derivados de incrementos de impuestos y exenciones establecidas con posterioridad a la firma de dichos contratos. En los contratos celebrados por CAMMESA, el generador tendrá derecho a solicitar el reconocimiento de un nuevo precio de la energía suministrada cuando se produzcan incrementos en impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales o municipales. A tales efectos, deberá suministrar a CAMMESA la información necesaria para evaluar el ajuste del valor de la energía suministrada. El Decreto N° 531/2016 detalla la definición y el alcance de los incrementos fiscales antes mencionados. La solicitud de reconocimiento del nuevo precio debido a incrementos fiscales, junto con las constancias de la información y documentación, está sujeto a un período de vencimiento automático.
7. Exención del pago de derechos de importación y tasa de estadística por la introducción de bienes de capital nuevos, equipos especiales o partes o componentes de los mismos, necesarios para –entre otros objetos- la ejecución del proyecto. Este beneficio era válido hasta el 31 de diciembre de 2017.
8. Exención del pago de tributos especiales, cánones o regalías de cualquier jurisdicción al acceso y utilización de fuentes renovables de energía, en las jurisdicciones que adhieran al régimen, hasta el 31 de diciembre de 2025, sin incluir eventuales cánones por el uso de tierras fiscales donde se instalen los emprendimientos. Los interesados en participar del Régimen Promocional deberán renunciar a los beneficios establecidos en regímenes anteriores en el marco de las Leyes Nº 25.019 y 26.360, en tanto que los proyectos beneficiados por dichos regímenes sólo podrán acceder al Régimen Promocional si a la fecha de su presentación no hubieran comenzado la ejecución de las obras comprometidas en los contratos celebrados.

Los interesados en adherir al Régimen de Fomento de Energías Renovables deberán renunciar a los beneficios previstos en los regímenes anteriores de las Leyes Nº 25.019 y 26.360, mientras que los proyectos que hayan sido beneficiados por dichos regímenes sólo podrán acceder al Régimen de Fomento de Energías Renovables si a la fecha de presentación de la solicitud no se hubieren iniciado las obras pactadas en los contratos correspondientes.

El Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable en Argentina – Resolución N° 281-E/17

El 22 de agosto de 2017, el ex Ministerio de Energía y Minería publicó la Resolución Nº 281-E/17 ("Resolución Nº 281") para el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (PPA privados entre generadores y Grandes Usuarios, autogeneradores, cogeneradores, comercializadores y distribuidores). La Resolución N° 281 fue posteriormente modificada mediante las Resoluciones SE N° 230/2019, N° 551/2021 y N° 14/2022, la Resolución N° 370/2022 dictada por el Ministerio de Economía y la Resolución SE N° 260/2023.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

El objeto de la Resolución Nº 281 es promover e incentivar una participación dinámica en el mercado a término, y fomentar el aumento de los contratos privados entre los agentes y participantes del MEM, además de proporcionar una alternativa viable para la compra de energía a las licitaciones de CAMMESA.

La Resolución Nº 281 permite a los Grandes Usuarios cumplir con sus cuotas de consumo en energía eléctrica de fuente renovable a través de (i) el sistema de compra conjunta (es decir, a través de CAMMESA), (ii) la suscripción de los PPA privados, o (iii) el desarrollo de un proyecto de autogeneración o un proyecto de cogeneración.

Como principio general, los PPA suscriptos en el mercado a término (fuera del sistema de compra conjunta) podrán negociarse libremente entre las partes con respecto al plazo, las prioridades, los precios y otras condiciones contractuales.

El Artículo 7 de la Resolución Nº 281 establece que mientras esté operativa la restricción del transporte, las siguientes centrales de generación de energía eléctrica tendrán (i) la misma prioridad de despacho entre sí y (ii) primera prioridad de despacho en relación con proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable que operen en el mercado a término sin prioridad de despacho asignada:

1. centrales hidroeléctricas de pasada y centrales que generen a partir de fuentes de energía renovable que hubieren entrado en operación comercial con anterioridad al 1° de enero de 2017;
2. centrales que suministren su energía en el marco de los PPA celebrados en los términos establecidos en las Resoluciones SE N° 712/2009 o N° 108/2011 que ingresen en operación comercial con anterioridad al 1° de enero de 2017;
3. centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable que suministren su energía en virtud de PPA celebrados con CAMMESA en virtud del Programa RenovAr (por ejemplo, el Proyecto La Castellana y el Proyecto Achiras);
4. centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable que suministren su energía en virtud de la Resolución MINEM N° 202/2016 del ex Ministerio de Energía y Minería; y
5. centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable en el mercado a término (por ejemplo, PPA en el ámbito privado) que hubieren obtenido la asignación de prioridad de despacho de conformidad con el régimen instaurado por la Resolución N° 281.

Sólo por la expansión de los requerimientos de los proyectos antedichos es preciso presentar una solicitud de prioridad de despacho ante CAMMESA que entonces evaluará las presentaciones a intervalos trimestrales y confeccionará un listado de prioridades de despacho otorgadas en puntos de interconexión o corredores de transmisión con restricciones sobre la capacidad de transmisión.

Mediante la Resolución N° 360/2023, se establecieron nuevas alternativas de la Asignación de Prioridad de Despacho:

- Se incorpora la posibilidad de solicitar la "*Prioridad de Despacho Asociada a Proyectos Conjuntos de Demanda Incremental con Nueva Generación Renovable"* (nuevo art. 6° bis, Anexo I, Resolución N° 281).

  Se permite la asignación de prioridad de despacho a nuevos proyectos de generación renovable en la medida que vengan acompañados de futuras grandes demandas incrementales de potencia. 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 asignación de 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, produzca 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 proyectos conjuntos mencionados anteriormente, siempre que no comprometa la capacidad de transporte asignada a otros proyectos y/o centrales de generación existentes o de ingreso previsto.

- Se incorpora la figura de la *"Prioridad de Despacho por Ampliaciones Asociadas a Proyectos MATER"* (nuevo artículo 6° ter, Anexo I, Resolución N° 281).

  El objetivo es que las empresas generadoras estén en condiciones de construir y financiar las ampliaciones de transporte necesarias para la comercialización de su energía eléctrica en el MATER. De este modo, la prioridad de despacho sobre la capacidad de transporte incremental podrá ser reservada para los proyectos de generación renovable que lleven adelante las obras de ampliación a su propio costo.

- Se instruye a CAMMESA 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.

Incumplimiento de los requisitos para mantener la prioridad: En caso de incumplimiento en el ingreso de la potencia asignada dentro de los plazos máximos definidos o bien en caso de incumplimiento con los pagos previstos para el mantenimiento de la prioridad de despacho, los titulares de los proyectos que hayan solicitado el otorgamiento de las prórrogas no podrán reiterar la solicitud de prioridad de despacho por los cuatro (4) trimestres siguientes. Asimismo, el proyecto que no hubiere alcanzado la habilitación comercial por la totalidad de la potencia asignada, una vez vencido el plazo de ingreso comprometido más las eventuales prórrogas previstas, perderá automáticamente la prioridad de despacho 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 (nuevo art. 9° bis, Anexo I, Resolución 281).

Prórrogas para obtener la habilitación comercial: El plazo máximo de veinticuatro (24) meses, o bien, el plazo de habilitación comercial declarado en el caso que la prioridad de despacho haya sido asignada por desempate con el mecanismo vigente previo a la Resolución N°14/22 podrá ser prorrogado por CAMMESA bajo ciertas condiciones (nuevo art. 11°, Anexo I, Resolución 281).

Destino de los fondos: Lo recaudado por CAMMESA en conceptos de pagos realizados por los agentes generadores correspondientes a las reservas de prioridad de despacho, solicitudes de prórroga, solicitudes de relocalización y de adhesión al MATER se destinarán a una Cuenta de Apartamiento para la Expansión del Sistema de Transporte asociado a las energías renovables, la cual será administrada por CAMMESA a través del Fideicomiso Obras de Transporte para el Abastecimiento Eléctrico (FOTAE) (nuevo art. 13°, Resolución N° 230/2019).

Habilitación comercial parcial de proyectos con prioridad de despacho asignada: Los proyectos que hayan obtenido la asignación de prioridad de despacho y que realicen habilitaciones comerciales parciales respecto del total de la potencia asignada con prioridad, abonarán el cargo por Reserva de la Prioridad de Despacho exclusivamente por la potencia que no haya obtenido la habilitación comercial al inicio del período correspondiente al de 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 1/2019 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables).

RenovAr (Ronda 1, Ronda 1.5 y Ronda 2): Licitación de proyectos para generación de energía renovable

La Resolución N° 136-E/16, emitida por el ex Ministerio de Energía y Minería y publicada en el Boletín Oficial el 26 de julio de 2016, abrió el proceso de convocatoria abierta para presentar ofertas para la Ronda 1 del Programa RenovAr. Asimismo, la Resolución N° 136-E/16 aprobó el pliego de condiciones de la citada licitación y los PPA con CAMMESA.

De conformidad con los términos y condiciones de dicha convocatoria, el PPA correspondiente deberá incluir las siguientes características y contenidos principales:

1. Objeto del Contrato: La venta de la cantidad de energía eléctrica asociada al nuevo equipamiento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables en el MEM a partir de la fecha en la que se autorice a la central de generación a operar en el MEM y por el plazo de vigencia del contrato.
2. Parte Vendedora: el agente generador, cogenerador o autogenerador del MEM cuya oferta sea aceptada conforme lo dispuesto en esta resolución y normativa complementaria dictada por la ex Secretaría de Energía Eléctrica.
3. Parte Compradora: CAMMESA en representación de los distribuidores y Grandes Usuarios del MEM (hasta su reasignación en cabeza de los agentes distribuidores o Grandes Usuarios del MEM) con el objeto de alcanzar los objetivos de contribución de fuentes de energía renovable fijados a partir del 31 de diciembre de 2017 para la demanda de energía eléctrica en el MEM.
4. Vigencia: Hasta un máximo de veinte años desde la fecha de inicio de las operaciones.
5. Tipo y tecnología de la energía a suministrar.
6. Energía comprometida a entregar por año.
7. Capacidad de generación de cada unidad y potencia instalada total comprometida.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

8. La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora por la energía eléctrica suministrada, determinada en base al precio ofertado en Dólares Estadounidenses por megavatios/hora (U$S/MWh).
9. Las condiciones de la garantía de cumplimiento contractual de la parte vendedora.
10. El punto de entrega de la energía eléctrica contratada será el nodo de vinculación con el SADI.
11. Los recursos a invocar por incumplimiento contractual.
12. La ejecución de la garantía de pago del contrato, mediante la cuenta de garantía del FODER.
13. La prioridad de pago de los contratos de abastecimiento de energía será primera en el orden de prelación y será equivalente a la que tienen los pagos adeudados al MEM.

De acuerdo con la Resolución Nº 213/16 del ex Ministerio de Energía y Minería, los resultados de la licitación se publicaron el 7 de octubre de 2016. Se adjudicaron un total de 29 proyectos con una capacidad instalada total de 1.141,51 MW, ubicados en nueve provincias distintas:

- 12 proyectos eólicos con una capacidad instalada total de 707 MW, con un precio promedio ponderado de U$S 59,39/MWh, un precio mínimo de U$S49,10/MWh y un precio máximo de U$S67,20/MWh;
- cuatro proyectos solares con una capacidad instalada total de aproximadamente 400 MW, con un precio promedio ponderado de U$S59,75/MWh, un precio mínimo de U$S59,00/MWh y un precio máximo de U$S60,00/MWh;
- cinco pequeños proyectos hidroeléctricos con una capacidad instalada total de 11,37 MW, todos a un precio de U$S105/MWh;
- seis proyectos de biogás con una capacidad instalada total de aproximadamente 8,64 MW, con un precio promedio ponderado de U$S154 /MWh, un precio mínimo de U$S118/MWh y un precio máximo de U$S160/MWh; y
- dos proyectos de biomasa, con una capacidad instalada total de 14,5 MW, ambos al precio de U$S110/MWh.

Ronda 1.5 del Programa RenovAr: Licitación de Nuevas Unidades de Generación de Energía Renovable

En octubre de 2016, el ex Ministerio de Energía y Minería dictó asimismo la Resolución Nº 252-E/16, convocando a los interesados a ofertar en el proceso de convocatoria nacional e internacional bajo la ronda 1.5 del Programa RenovAr para la licitación de un adicional de 600 MW de energía renovable (400 MW de energía eólica y 200 MW de energía solar). El 11 de noviembre de 2016, CAMMESA inició el análisis de los aspectos técnicos de las ofertas presentadas, que incluyeron 47 proyectos por un total de 2.486,4 MW.

De acuerdo con la Resolución Nº 281-E/16 del Ministerio de Energía y Minería, los resultados de la licitación se publicaron el 25 de noviembre de 2016. Se adjudicaron un total de 30 proyectos con una capacidad instalada total de 1.281,53 MW, ubicados en 12 provincias distintas:

- diez proyectos eólicos con una capacidad instalada total de 765,35 MW, con un precio promedio ponderado de U$S53,34/MWh, un precio mínimo de U$S46/MWh y un precio máximo de U$S59,38/MWh; y
- 20 proyectos solares con una capacidad instalada total de aproximadamente 516,18 MW, con un precio promedio ponderado de U$S54,94/MWh, un precio mínimo de U$S48,00/MWh y un precio máximo de U$S59,20/MWh.

Ronda 2 del Programa RenovAr: Licitación de Nuevas Unidades de Generación de Energía Renovable

Tras las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAr, el ex Ministerio de Energía y Minería de acuerdo con la Resolución N° 275/17, lanzó la Ronda 2 del programa el 17 de agosto de 2017 y adjudicó 2.043 MW de potencia.

Presentamos ofertas para la Ronda 2 del Programa RenovAr el 19 de octubre de 2017, y, el 29 de noviembre de 2017, se nos adjudicó un proyecto de energía eólica llamado, "La Genoveva I", que nos permitió añadir una capacidad adicional de 86,6 MW a nuestra cartera.

Ronda 2.5 del Programa RenovAr: Licitación de Nuevas Unidades de Generación de Energía Renovable

Tras la Ronda 2.0 del Programa RenovAr, el ex Ministerio de Energía y Minería de acuerdo con la Resolución N° 473-E/2017 de fecha 30 de noviembre de 2017, lanzó la Ronda 2.5 del programa. Las compañías invitadas a participar en esta nueva ronda fueron aquellas que habían presentado ofertas en la Ronda 2.0 que no resultaron adjudicadas por un margen menor.

Como resultado de la Ronda 2.5, por Resolución N° 488-E/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería del 19 de diciembre de 2017, se adjudicaron 22 proyectos adicionales (por un total de 634,3 MW de capacidad proyectada).

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Ronda 3.0 del Programa RenovAr: Licitación de Nuevas Unidades de Generación de Energía Renovable

Mediante la Resolución N° 100/2018, en fecha 4 de noviembre de 2018, la ex Secretaría de Energía, lanzó la Ronda 3 del programa junto con el correspondiente pliego de bases y condiciones.

En esta nueva Ronda, los oferentes podían presentar ofertas respecto de proyectos que no superaran la potencia de 10 MW. Las asignaciones variaron por tecnologías: solar, eólica, entre otras. La potencia requerida total a adjudicar fue de 400 MW.

Con fecha 2 de agosto de 2019, por Disposición SSERyEE 91/2019, se tomó la decisión de adjudicar los correspondientes PPA por una capacidad total de 259 MW.

Conforme el marco regulatorio del Programar RenovAr, fuimos adjudicados en 3 proyectos eólicos: La Castellana I en Ronda 1, Achiras en Ronda 1.5 y La Genoveva en Ronda 2.0. El proyecto eólico La Castellana I obtuvo la habilitación comercial en agosto de 2018, mientras que Achiras la obtuvo en septiembre de ese mismo año y La Genoveva I, en noviembre de 2020. La siguiente tabla muestra las principales características de cada proyecto eólico:

	La Castellana I	**Achiras**	**La Genoveva I**
Localidad	Provincia de Buenos Aires	Provincia de Córdoba	Provincia de Buenos Aires
Estado	En operación	En operación	En operación
Fecha de habilitación comercial efectiva/ esperada	18 de agosto de 2018	20 de septiembre de 2018	21 de noviembre de 2020
Potencia adjudicada en el proceso de licitación(1)	99 MW	48 MW	86,60 MW
Potencia actual/esperada(1)	100,80 MW	48 MW	88,2 MW
Marco regulatorio	RenovAr 1.0	RenovAr 1.5	RenovAr 2.0
Precio adjudicado por MWh	U$S61,50	U$S59,38	U$S40,90
Duración del contrato	20 años desde la habilitación comercial	20 años desde la habilitación comercial	20 años desde la habilitación comercial
Fecha de firma del PPA	Enero 2017	Mayo 2017	Julio 2018
Número de unidades	32 turbinas	15 turbinas	21 turbinas
Proveedor de turbinas	Acciona Windpower Nordex	Acciona Windpower Nordex	Vestas

(1) Se autorizó a las sociedades a las que se les adjudicó el proyecto durante el proceso de licitación, conforme a sus respectivos términos y condiciones, a introducir cambios menores en la capacidad de generación del proyecto.

Régimen de Remuneración

El Régimen de Remuneración Actual para Generadores (Ventas Spot)

Con fecha 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 31/2020 mediante la cual se estableció un régimen de remuneración en pesos argentinos aplicable desde el 1 de febrero de 2020 para Generadores Habilitados en el Mercado Eléctrico Mayorista. La Resolución 31/20 fue posteriormente modificada por las siguientes Resoluciones de la Secretaría de Energía: Resolución 440/21, Resolución 238/22, Resolución 826/22, Resolución 59/23, Resolución 750/23, Resolución 869/23 y Resolución 9/24. En virtud de la emergencia declarada por el Decreto N° 55/2023, el 8 de febrero de 2024, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 9/2024, sustituyendo (a partir del 1 de febrero de 2024) los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución 869/23 y estableció (i) los valores a aplicar para determinar la remuneración de la generación térmica del MEMSTDF; (ii) la remuneración de la generación habilitada térmica; (iii) la remuneración de la generación habilitada hidroeléctrica y a partir de otras fuentes de energía

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

(por ejemplo, renovables); (iv) la remuneración de centrales hidráulicas administradas por entes binacionales, y (v) los criterios aplicables al repago/devolución de financiamientos para mantenimientos mayores y/o extraordinarios.

Mediante la Resolución 59/2023 publicada en el Boletín Oficial el 7 de febrero de 2023, la Secretaría de Energía habilitó a los agentes generadores titulares de centrales de generación térmica cuya tecnología sea tipificada como "Ciclos Combinados" de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 826, que no se encuentren comprometidas en contratos de abastecimiento de energía eléctrica, a adherir a un "Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia" con CAMMESA (en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista) con el objetivo de incentivar las inversiones necesarias de Mantenimientos Mayores y Menores de las máquinas.

Los agentes que suscribieron el mencionado acuerdo debían presentar a CAMMESA la correspondiente solicitud en el plazo de 90 días corridos de publicada la Resolución 59/2023.

A continuación figura una lista cronológica de las últimas resoluciones de la Secretaría de Energía para el mercado spot:

Resolución de la Secretaría de Energía	Válida desde	Hasta
Res.440/2021	feb-21	ene-22
Res.238/2022	feb-22	oct-22
Res.826/2022	nov-22	ago-23
Res.750/2023	sep-23	oct-23
Res.869/2023	nov-23	ene-24
Res.09/2024	feb-24	-

Remuneración de la Generación Térmica

En lo atinente a la generación de fuentes térmicas, la remuneración de los Generadores Habilitados Térmicos se compondrá de un (i) pago mensual por disponibilidad de potencia y (ii) otro pago por energía.

La remuneración de la Disponibilidad Real de Potencia (DRP) para generadores que no declaren DIGO (Remuneración Base) compensa, al Precio Base, la disponibilidad de potencia media mensual (excluidas las horas de mantenimiento programado acordadas con CAMMESA) de la unidad a aquellos generadores que no declaran Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO). El Precio Base se establece para cada tecnología y escala.

La remuneración por la Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO) para generadores que declaren DIGO (Remuneración DIGO) compensa, al Precio DIGO, la disponibilidad de potencia media mensual (excluyendo mantenimientos programados acordados con CAMMESA) de la unidad a aquellos generadores que declaran Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO). El Precio DIGO se establece estacionalmente: verano/invierno y el resto. Se introduce un cambio en la determinación de la remuneración, comparado con la Resolución 238/2022, mediante el cual el precio de la remuneración es independiente del valor de disponibilidad logrado en cada mes.

La remuneración por energía será la suma de dos componentes: (i) Energía Generada y (ii) Energía Operada (asociada a la potencia rotante en cada hora). El volumen horario de la Energía Operada debe corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas. La remuneración por energía del generador se define en su nodo.

Finalmente, existe un concepto remuneratorio adicional para la energía durante horas de punta, que consiste en reconocer una remuneración equivalente a dos veces el valor correspondiente al precio de la energía generada entre las 18.00 hs y las 23.00 hs de todos los días durante los meses de verano e invierno, y a una vez el valor correspondiente al precio de la energía generada durante las mismas horas, durante los meses de primavera y otoño.

Remuneración por disponibilidad de potencia: el precio para remunerar la potencia de fuentes térmicas se calculará de acuerdo con los siguientes valores de precio base de potencia (PrecBasePot), precio de potencia garantizada (PrecPotDIGO) y Factor de Uso (FU) (no aplica desde la Resolución 238/22 en adelante):

Tecnología / Escala	**PrecBasePot (Ps./MW-mes)**									
	Res. 440/21 ene	Res. 238/22 feb	Res. 238/22 jun	Res. 826/22 sep	Res. 826/22 dec	Res. 826/23 feb	Res. 826/23 ago	Res. 750/23 sep	Res. 869/23 nov	Res. 9/24 feb

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Ciclo combinado grande > 150 MW	129.839	168.791	185.670	222.804	245.084	306.355	392.135	482.326	617.377	1.073.619
Ciclo combinado chico <= 150 MW	144.738	188.159	206.975	248.370	273.207	341.509	437.132	537.672	688.220	1.196.815
Turbina a vapor grande > 100 MW	185.180	240.734	264.807	317.769	349.546	436.932	559.273	687.906	880.520	1.531.224
Turbina a vapor chica <= 100 MW	221.364	287.773	316.551	379.861	417.847	522.308	668.555	822.323	1.052.573	1.830.424
Turbina a gas grande > 50 MW	151.124	196.461	216.107	259.329	285.262	356.577	456.419	561.395	718.586	1.249.621
Turbina a gas pequeña <= 50 MW	195.822	254.569	280.025	336.031	369.634	462.042	591.414	727.439	931.122	1.619.221
Motores de combustión interna>42MW	221.364	287.773	316.551	379.861	417.847	522.308	668.555	822.323	1.052.573	1.830.424

Tecnología / Escala	**PrecPotDIGO Verano/Invierno (Ps./MW-mes)**									
	Res. 440/21 ene	Res. 238/22 feb	Res. 238/22 jun	Res. 826/22 sep	Res. 826/22 dec	Res. 826/23 feb	Res. 826/23 ago	Res. 750/23 sep	Res. 869/23 nov	Res. 9/24 feb
Ciclo combinado grande > 150 MW	464.400	603.720	664.092	796.910	876.601	1.095.752	1.402.562	1.725.151	2.208.193	3.840.051
Ciclo combinado chico <= 150 MW	464.400	603.720	664.092	796.910	876.601	1.095.752	1.402.562	1.725.151	2.208.193	3.840.051
Turbina a vapor grande > 100 MW	464.400	603.720	664.092	796.910	876.601	1.095.752	1.402.562	1.725.151	2.208.193	3.840.051
Turbina a vapor chica <= 100 MW	464.400	603.720	664.092	796.910	876.601	1.095.752	1.402.562	1.725.151	2.208.193	3.840.051
Turbina a gas grande > 50 MW	464.400	603.720	664.092	796.910	876.601	1.095.752	1.402.562	1.725.151	2.208.193	3.840.051
Turbina a gas pequeña <= 50 MW	464.400	603.720	664.092	796.910	876.601	1.095.752	1.402.562	1.725.151	2.208.193	3.840.051
Motores de combustión interna>42MW	464.400	603.720	664.092	796.910	876.601	1.095.752	1.402.562	1.725.151	2.208.193	3.840.051

Tecnología / Escala	**PrecPotDIGO Períodos restantes (Ps./MW-mes)**									
	Res. 440/21 ene	Res. 238/22 feb	Res. 238/22 jun	Res. 826/22 sep	Res. 826/22 dec	Res. 826/23 feb	Res. 826/23 ago	Res. 750/23 sep	Res. 869/23 nov	Res. 9/24 feb
Ciclo combinado grande > 150 MW	348.300	452.790	498.069	597.683	657.451	821.814	1.051.922	1.293.864	1.656.146	2.880.038
Ciclo combinado chico <= 150 MW	348.300	452.790	498.069	597.683	657.451	821.814	1.051.922	1.293.864	1.656.146	2.880.038
Turbina a vapor grande > 100 MW	348.300	452.790	498.069	597.683	657.451	821.814	1.051.922	1.293.864	1.656.146	2.880.038
Turbina a vapor chica <= 100 MW	348.300	452.790	498.069	597.683	657.451	821.814	1.051.922	1.293.864	1.656.146	2.880.038
Turbina a gas grande > 50 MW	348.300	452.790	498.069	597.683	657.451	821.814	1.051.922	1.293.864	1.656.146	2.880.038
Turbina a gas pequeña <= 50 MW	348.300	452.790	498.069	597.683	657.451	821.814	1.051.922	1.293.864	1.656.146	2.880.038
Motores de combustión interna>42MW	348.300	452.790	498.069	597.683	657.451	821.814	1.051.922	1.293.864	1.656.146	2.880.038

Asimismo, la remuneración por la potencia disponible también dependerá de la disponibilidad real de potencial (DRP), que es la disponibilidad media mensual correspondiente al mes “m” de cada máquina generadora (“g”) que no se encuentre bajo

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

mantenimientos programados y acordados y que se calculará para los Generadores Habilitados Térmicos (GHT) tomando los valores horarios registrados en el mes. La aplicación en los cálculos para el mes "m" se realizará tomando los valores registrados en el mes.

La Resolución 440/2021 también establece que la remuneración mensual por la disponibilidad de potencia será proporcional a la disponibilidad mensual, al Factor de Uso de la unidad de generación y al precio de la potencia. El precio de la potencia depende de la opción elegida por el generador en cuanto a la declaración DIGO o el precio de potencia base.

En el caso de que los generadores no declaren DIGO, la remuneración de la potencia se determina de la siguiente forma:

REM BASE (Ps./mes) = PrecBasePot * DRP (MW) * kFM

Siendo:

kFM= horas del mes fuera de mantenimiento acordado/horas del mes.

En el caso de los generadores que sí declaren DIGO, la remuneración de la potencia se determina de la siguiente forma:

Para la Resolución 440/21 y la Resolución 238/22:

a) Si DRP ≥ DIGO

REM DIGO (Ps./mes) = (DRP – DIGO) (MW) * kFM * PrecMinPot + DIGO (MW) * kFM*PrecPotDIGO

b) Si DRP < DIGO

REM DIGO (Ps./mes) = MAX {REM BASE; DRP (MW) * kFM * PrecPotDIGO * DRP /DIGO}

Siendo:

kFM= horas del mes fuera de mantenimiento acordado/horas del mes.

Para la Resolución 826/22:

a) REM DIGO (Ps./mes) = DRP (MW) * kFM * PrecPotDIGO

La remuneración total de la disponibilidad de la potencia dependerá de si los generadores declaran DIGO o no.

El FU únicamente se utiliza cuando se aplica la Resolución 440/21:

La remuneración total por disponibilidad de potencia para los generadores que no declaran DIGO: se calculará exclusivamente de acuerdo a los conceptos anteriormente explicados y su aplicación se hará en función del Factor de Uso (FU):

● Si FU < 30% REM TOT (Ps./mes) = REM BASE * 0.7
● Si 30 %<= FU < 70% REM TOT (Ps./mes) = REM BASE * (FU * 0,75+0,475)
●Si FU >= 70% REM TOT (Ps./mes) = REM BASE

La remuneración total por disponibilidad de potencia para los generadores que sí declaran DIGO: se configura como la suma de las remuneraciones resultantes de los numerales y su aplicación será en función del Factor de Uso (FU):

● Si FU < 30% REM TOT (Ps./mes) = REM DIGO * 0.7
● Si 30 %<= FU < 70% REM TOT (Ps./mes) = REM DIGO * (FU * 0,75+0,475)
● Si FU >= 70% REM TOT (Ps./mes) = REM DIGO

Remuneración por Energía

La remuneración por energía se compone de dos conceptos: (i) energía generada y (ii) energía operada. La remuneración por energía del generador se define en su nodo.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Remuneración por Energía Generada

Para la generación de origen térmico convencional, se reconocerá como máximo, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora "g", los costos variables no combustibles (*CostoOYMxComb*) indicados en la siguiente tabla por la energía entregada en cada hora:

Precio de la energía – Resolución 440/21 (enero 2021)

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**FuelOil/GasOil (Ps./MWh)**	**BioComb. (Ps./MWh)**	**Carbón Mineral (Ps./MWh)**
Ciclo combinado grande > 150 MW	310	542	744	–
Ciclo combinado chico <= 150 MW	310	542	744	–
Turbina a vapor grande > 100 MW	310	542	744	929
Turbina a vapor chica <= 100 MW	310	542	744	929
Turbina a gas grande > 50 MW	310	542	744	–
Turbina a gas chica <= 50 MW	310	542	744	–
Motores de combustión interna>42MW	310	542	744	–

Precio de la energía – Resolución 238/22 (febrero 2022)

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**FuelOil/GasOil (Ps./MWh)**	**BioComb. (Ps./MWh)**	**Carbón Mineral (Ps./MWh)**
Ciclo combinado grande > 150 MW	403	705	1.006	-
Ciclo combinado chico <= 150 MW	403	705	1.006	-
Turbina a vapor grande > 100 MW	403	705	1.006	1.208
Turbina a vapor chica <= 100 MW	403	705	1.006	1.208
Turbina a gas grande > 50 MW	403	705	1.006	-
Turbina a gas chica <= 50 MW	403	705	1.006	-
Motores de combustión interna>42MW	403	705	1.006	-

Precio de la energía – Resolución 238/22 (junio 2022)

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**FuelOil/GasOil (Ps./MWh)**	**BioComb. (Ps./MWh)**	**Carbón Mineral (Ps./MWh)**
Ciclo combinado grande > 150 MW	443	775	1.107	-
Ciclo combinado chico <= 150 MW	443	775	1.107	-
Turbina a vapor grande > 100 MW	443	775	1.107	1.328
Turbina a vapor chica <= 100 MW	443	775	1.107	1.328
Turbina a gas grande > 50 MW	443	775	1.107	-
Turbina a gas chica <= 50 MW	443	775	1.107	-
Motores de combustión interna>42MW	443	775	1.107	-

Precio de la energía – Resolución 826/22 (septiembre 2022)

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**FuelOil/GasOil (Ps./MWh)**	**BioComb. (Ps./MWh)**	**Carbón Mineral (Ps./MWh)**
Ciclo combinado grande > 150 MW	532	930	1.328	-
Ciclo combinado chico <= 150 MW	532	930	1.328	-
Turbina a vapor grande > 100 MW	532	930	1.328	1.594
Turbina a vapor chica <= 100 MW	532	930	1.328	1.594
Turbina a gas grande > 50 MW	532	930	1.328	-
Turbina a gas chica <= 50 MW	532	930	1.328	-
Motores de combustión interna>42MW	532	930	1.328	-

Precio de la energía – Resolución 826/22 (diciembre 2022)

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**FuelOil/GasOil (Ps./MWh)**	**BioComb. (Ps./MWh)**	**Carbón Mineral (Ps./MWh)**
Ciclo combinado grande > 150 MW	585	1.023	1.461	-
Ciclo combinado chico <= 150 MW	585	1.023	1.461	-
Turbina a vapor grande > 100 MW	585	1.023	1.461	1.754
Turbina a vapor chica <= 100 MW	585	1.023	1.461	1.754

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**FuelOil/GasOil (Ps./MWh)**	**BioComb. (Ps./MWh)**	**Carbón Mineral (Ps./MWh)**
Turbina a gas grande > 50 MW	585	1.023	1.461	-
Turbina a gas chica <= 50 MW	585	1.023	1.461	-
Motores de combustión interna>42MW	585	1.023	1.461	-

Precio de la energía – Resolución 826/22 (febrero 2023)

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**FuelOil/GasOil (Ps./MWh)**	**BioComb. (Ps./MWh)**	**Carbón Mineral (Ps./MWh)**
Ciclo combinado grande > 150 MW	731	1.279	1.826	-
Ciclo combinado chico <= 150 MW	731	1.279	1.826	-
Turbina a vapor grande > 100 MW	731	1.279	1.826	2.192
Turbina a vapor chica <= 100 MW	731	1.279	1.826	2.192
Turbina a gas grande > 50 MW	731	1.279	1.826	-
Turbina a gas chica <= 50 MW	731	1.279	1.826	-
Motores de combustión interna>42MW	731	1.279	1.826	-

Precio de la energía – Resolución 826/22 (agosto2023)

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**FuelOil/GasOil (Ps./MWh)**	**BioComb. (Ps./MWh)**	**Carbón Mineral (Ps./MWh)**
Ciclo combinado grande > 150 MW	936	1.637	2.338	-
Ciclo combinado chico <= 150 MW	936	1.637	2.338	-
Turbina a vapor grande > 100 MW	936	1.637	2.338	2.806
Turbina a vapor chica <= 100 MW	936	1.637	2.338	2.806
Turbina a gas grande > 50 MW	936	1.637	2.338	-
Turbina a gas chica <= 50 MW	936	1.637	2.338	-
Motores de combustión interna>42MW	936	1.637	2.338	-

Precio de la energía – Resolución 750/23 (sepiembre 2023)

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**
Ciclo combinado grande > 150 MW	1.151	2.014	2.876	-
Ciclo combinado chico <= 150 MW	1.151	2.014	2.876	-
Turbina a vapor grande > 100 MW	1.151	2.014	2.876	-
Turbina a vapor chica <= 100 MW	1.151	2.014	2.876	3.451
Turbina a gas grande > 50 MW	1.151	2.014	2.876	3.451
Turbina a gas chica <= 50 MW	1.151	2.014	2.876	-
Motores de combustión interna>42MW	1.151	2.014	2.876	-

Precio de la energía – Resolución 869/23 (noviembre 2023)

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**
Ciclo combinado grande > 150 MW	1.473	2.578	3.681	-
Ciclo combinado chico <= 150 MW	1.473	2.578	3.681	-
Turbina a vapor grande > 100 MW	1.473	2.578	3.681	-
Turbina a vapor chica <= 100 MW	1.473	2.578	3.681	4.417
Turbina a gas grande > 50 MW	1.473	2.578	3.681	4.417
Turbina a gas chica <= 50 MW	1.473	2.578	3.681	-
Motores de combustión interna>42MW	1.473	2.578	3.681	-

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Precio de la energía – Resolución 9/24 (febrero 2023)

	CostoOYMxComb			
Tecnología/Escala	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**	**Gas Natural (Ps./MWh)**
Ciclo combinado grande > 150 MW	2.562	4.483	6.401	-
Ciclo combinado chico <= 150 MW	2.562	4.483	6.401	-
Turbina a vapor grande > 100 MW	2.562	4.483	6.401	-
Turbina a vapor chica <= 100 MW	2.562	4.483	6.401	7.681
Turbina a gas grande > 50 MW	2.562	4.483	6.401	7.681
Turbina a gas chica <= 50 MW	2.562	4.483	6.401	-
Motores de combustión interna>42MW	2.562	4.483	6.401	-

Remuneración por Energía Operada

La remuneración por Energía Operada se aplica a la incorporación de potencia rotante a lo largo del mes. Cuando una unidad de generación opera en condiciones forzadas, a instancias del generador, la remuneración por Energía Operada se calculará considerando solamente el 60% de su capacidad instalada. A continuación se incluyen los Precios por Energía Operada para 2023.

	Energía Operada (Ps./MWh)
Resolución N° 440/21 (enero)	108
Resolución N° 238/22 (febrero)	140
Resolución N° 238/22 (junio)	154
Resolución N° 826/22 (septiembre)	185
Resolución N° 826/22 (diciembre)	204
Resolución N° 826/22 (febrero 2023)	255
Resolución N° 826/22 (agosto 2023)	326
Resolución N° 750/23 (septiembre)	401
Resolución N° 869/23 (noviembre)	512
Resolución N° 9/24 (febrero)	892

Generación en Horas de Punta (válido únicamente para la Resolución 826/22)

La Remuneración de la Generación en Horas de Punta se aplica a la generación alcanzada todos los días durante las horas pico (18.00 hs - 23.00 hs).

El Precio de las Horas Pico sería equivalente a dos veces el valor correspondiente al precio de la energía antes mencionado (*CostoOYMxCom*b*)* en los meses de invierno y verano y a una vez el valor del precio de la energía (*CostoOYMxCom*b) para los meses restantes.

Remuneración de la Generación Hidroeléctrica

La Resolución N° 440/21, válida desde febrero de 2021 hasta enero de 2022, la Resolución N° 238/22 válida desde febrero a octubre de 2022, la Resolución N° 826/22 válida desde noviembre de 2022 hasta agosto de 2023, la Resolución N° 750 válida desde septiembre de 2023 hasta octubre de 2023 y la Resolución No. 869/23, válida desde noviembre de 2023 hasta enero de 2024 establecen, en lo atinente a la generación de fuentes hidroeléctricas, que la remuneración de los Generadores Habilitados Hidráulicos (GHH) se compondrá de pagos por: (i) la potencia disponible mensual y (ii) la energía (que abarca dos conceptos: (a) la energía generada y (b) la energía operada).

Finalmente, existe un concepto remuneratorio adicional por la energía durante las horas de punta, que consiste en reconocer una remuneración equivalente a dos veces el valor correspondiente al precio de la energía generada entre las 18.00 hs y las 23.00 hs de

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

todos los días durante los meses de verano e invierno, y a una vez el valor correspondiente al precio de la energía generada durante las mismas horas, en los meses de primavera y otoño.

Remuneración por Disponibilidad de Potencia

Esta remuneración dependerá del DRP y el precio base de la potencia. Este último se determinará de acuerdo a los siguientes valores, considerando la tecnología de generación utilizada en cada unidad y tamaño:

Tecnología/Escala	**Precio Base de Potencia (PrecBasePot) (Ps./MW-mes)**									
	Res. 440/21 ene	Res. 238/22 feb	Res. 238/22 jun	Res. 826/22 sep	Res. 826/22 dic	Res. 826/23 feb	Res. 826/23 ago	Res. 750/23 sep	Res. 869/23 nov	Res. 9/24 Feb-24
Unidades HI Grandes con Potencia P > 300 MW	134.096	174.324	191.756	230.108	253.118	316.399	404.990	474.417	607.254	1.056.015
Unidades HI Medias con Potencia P > 120 y ≤ 300 MW	178.794	232.432	255.675	306.810	337.492	421.865	539.987	632.556	809.672	1.408.020
Unidades HI Chichas con Potencia P > 50 y ≤ 120 MW	245.842	319.595	351.554	421.865	464.051	580.064	742.481	869.764	1.113.298	1.936.025
Unidades HI Renovable con Potencia P ≤ 50 MW	402.287	522.972	575.270	690.324	759.355	949.195	1.214.970	1.423.250	1.821.760	3.168.041
Unidades bombeo HB Grandes con Potencia P > 300 MW	134.096	174.324	191.756	230.108	253.118	316.399	404.990	474.417	607.254	1.056.015
Unidades bombeo HB Medias con Potencia P > 120 y ≤ 300 MW	178.794	232.432	255.675	306.810	337.492	421.865	539.987	632.556	809.672	1.408.020

Los precios indicados en la tabla fueron incrementados por el factor de mantenimiento (1,05)

DRP es la disponibilidad media mensual correspondiente al mes "m" de cada máquina generadora "g" que no se encuentre bajo mantenimientos programados y acordados y que se calculará para los Generadores Habilitados Hidroeléctricos (GHH) en función de la disponibilidad real media mensual determinada en forma independiente del nivel real del embalse o de los aportes y erogaciones. La aplicación en los cálculos para el mes "m" se realiza tomando los valores registrados en el mes. En el caso de las centrales hidroeléctricas de bombeo HB, se debe considerar, para la evaluación de su disponibilidad, tanto la correspondiente a su operación como turbina en todas las horas del período, como su disponibilidad como bomba en todas las horas del período.

De acuerdo a lo anteriormente mencionado, la remuneración de la disponibilidad de potencia (REM PBASE (Ps./mes) es calculada conforme la siguiente formula:

$$\text{REM PBASE (Ps./mes} = \text{PrecBasePot} * \text{DRP (MW)} * \text{kFM}$$

Siendo:

kFM: horas del mes fuera mantenimiento acordado dividido por las horas del mes

Remuneración por Energía

La remuneración por energía del generador se define en su nodo. Se compone de dos conceptos: (i) remuneración por energía generada y (ii) remuneración por energía operada.

Con respecto a la remuneración por energía generada, en cada hora, el precio de la energía generada será de:

	Energía generada (Ps./MWh)
Resolución N° 440/21 (enero)	271
Resolución N° 238/22 (febrero)	352
Resolución N° 238/22 (junio)	388
Resolución N° 826/22 (septiembre)	465
Resolución N° 826/22 (diciembre)	512

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

	Energía generada (Ps./MWh)
Resolución N° 826/22 (febrero 2023)	639
Resolución N° 826/22 (agosto 2023)	818
Resolución N° 750/23 (septiembre)	1.006
Resolución N° 869/23 (noviembre)	1.288
Resolución N° 9/24 (febrero)	2.240

En lo que respecta a la remuneración por energía operada, los generadores recibirán una remuneración mensual representada por la integración de las potencias horarias en el período. El volumen horario de la energía operada debe corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas.

Con respecto a la remuneración por energía operada, en cada hora, el precio de la energía operada será de:

	Energía operada (Ps./MWh)
Resolución N° 440/21 (enero)	108
Resolución N° 238/22 (febrero)	140
Resolución N° 238/22 (junio)	154
Resolución N° 826/22 (septiembre)	185
Resolución N° 826/22 (diciembre)	204
Resolución N° 826/22 (febrero 2023)	255
Resolución N° 826/22 (agosto 2023)	326
Resolución N° 750/23 (septiembre)	401
Resolución N° 869/23 (noviembre)	513
Resolución N° 9/24 (febrero)	892

Horas de Máximo Requerimiento Térmico (válido únicamente para la Resolución N° 440/21 y la Resolución N° 238/22)

Esta remuneración también se aplica a la disponibilidad de potencia operada media de centrales hidroeléctricas durante las 25 HMRT indicadas como HMRT1 y HMRT2. Tal como se mencionara anteriormente, desde noviembre de 2022, la remuneración por HMRT fue reemplazada por la remuneración por generación en Horas de Punta, mediante Resolución N° 826/22. Sin perjuicio de ello, dicha resolución también permitió a CAMMESA adecuar los precios de HMRT para septiembre como un mecanismo de transición, en línea con las adecuaciones de precio para energía y potencia.

Remuneración de HMRT				
Tecnología /Escala	PrecPOHMRT			
	Ps./MW-HMRT			
	Res. 440/21 ene	Res. 238/22 feb	Res. 238/22 jun	Res. 826/22 sep
Hidro >300 MW	35.475	46.118	50.729	60.875
Hidro >120 y <= 300 MW	41.925	54.503	59.953	71.944
Hidro > 50 y <= 120 MW	41.925	54.503	59.953	71.944
Hidro renovable < 50 MW	45.150	58.695	64.565	77.478

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Remuneración de HMRT				
	PrecPOHMRT			
Tecnología /Escala	Ps./MW-HMRT			
Bombeo > 300 MW	35.475	46.118	50.729	60.875
Bombeo > 120 y <= 300 MW	41.925	54.503	59.953	71.944

El precio de la remuneración "PrecPOHMRT" se ve afectado por el factor estacional FRPHMRT, según se indica en el siguiente cuadro:

	FRPHMRT			
HMRT	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
HMRT-1	1,2	0,2	1,2	0,2
HMRT-2	0,6	–	0,6	–

La remuneración durante HMRT "RemPOHMRT" para centrales hidroeléctricas se calcula de la siguiente forma:

RemPHMRT = Potopmhrt1 * PrecPOHRT * FRPHRT1 + Potopmhrt2 * PrecPOHRT * FRPHRT2

Donde:

Potopmhrt1: la potencia operada media durante HMRT-1, y

Potopmhrt2: la potencia operada media durante HMRT-2.

Generación en Horas de Punta (válido únicamente para la Resolución 826/22)

La Remuneración por Generación en Horas de Punta se aplica a la generación alcanzada todos los días durante las horas de pico (18.00 hs – 23.00 hs).

El Precio de las Horas de Pico sería equivalente a dos veces el valor correspondiente al precio de la energía antes mencionado (*CostoOYMxCom*b*)* en los meses de invierno y verano y a una vez el valor del precio de la energía (*CostoOYMxCom*b) para los meses restantes.

Otras Tecnologías de Generación en el Mercado Spot

La energía generada a partir de fuentes no convencionales (eólico, solar fotovoltaico, biomasa, biogás) se fijará en los siguientes precios:

	Energía generada (Ps./MWh)
Resolución N° 440/21 (enero)	2.167
Resolución N° 238/22 (febrero)	2.817
Resolución N° 238/22 (junio)	3.099
Resolución N° 826/22 (septiembre)	3.719
Resolución N° 826/22 (diciembre)	4.090
Resolución N° 826/22 (febrero-23)	5.113
Resolución N° 826/22 (agosto-23)	6.545
Resolución N° 750/23 (septiembre)	8.050
Resolución N° 869/23 (noviembre)	10.304
Resolución N° 9/24 (febrero)	17.919

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Así pues, la remuneración de la energía generada no convencional se obtendrá por la integración horaria en el mes de la energía generada por el generador "g" en cada hora "h" (EGengh) por el Precio de Energía No Convencional (PENC) en esa hora:

$$\text{REM ENC (Ps./mes)} = \sum h.\text{mes} (\text{pENC} * \text{EGengh})$$

La generación proveniente de unidades que se encuentran en proceso previo a la habilitación comercial recibirán el 50% de la remuneración indicada hasta alcanzar la habilitación referida.

Cambios temporarios: debido a requisitos extraordinarios de exportación de energía, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA que considerase para todos los Generadores Habilitados Térmicos, el uso de un "FU" equivalente al 70,00% para el cálculo de la remuneración por potencia y también dispuso un adicional en el precio de la energía (energía generada) que depende de las exportaciones de energía mensuales. Estos cambios tienen vigencia desde septiembre de 2021 hasta febrero de 2022 conforme a la Resolución N° 1037/2021.

En diciembre de 2022, se dictó la Resolución N° 826/2022 que modifica la Resolución N° 238/22, por la que se dispuso un incremento retroactivo de los precios para la generación de energía y para la potencia en un 20,00% hasta septiembre de 2022 y en un 10,00% hasta diciembre de 2002, estableciendo también futuros incrementos del orden del 25% a partir de febrero de 2023 y del 28,00% a partir de agosto de 2023.

Finalmente, en febrero de 2023, mediante Resolución N° 59/2023, la Secretaría de Energía habilitó a los agentes generadores con unidades de ciclos combinados a adherir a un acuerdo con el objetivo de incentivar las inversiones necesarias para mantenimientos mayores y menores vinculados con tales instalaciones (el "Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia"). A través de este Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia, los generadores adherentes se comprometen a alcanzar como mínimo un 85,00% de disponibilidad de potencia media mensual a cambio de obtener un nuevo precio de potencia y generación compuesto por sumas tanto en dólares estadounidenses como en pesos argentinos.

En el caso de la potencia, se establece un monto de 2.000 USD/Mw-mes más la suma en pesos correspondiente al (i) 85,00% de la remuneración de potencia establecida en la Resolución 826 (y resoluciones posteriores) (durante los meses de primavera y otoño) o (ii) 65,00% de la remuneración de potencia establecida en la Resolución N° 826/22 (durante los meses de verano e invierno). En el caso de la energía, el precio se fijó en 3,5 USD/MWh para unidades que usan gas y en 6,1 USD/MWh para unidades que usan combustibles alternativos (es decir, diésel).

Con fecha 25 de abril de 2023, CAMMESA aceptó la suscripción de un acuerdo presentado por la Compañía para todas sus unidades de ciclo combinado, con excepción de la unidad Buenos Aires perteneciente a CECO. Por lo tanto, a partir de las transacciones de marzo de 2023 se produjo un incremento en la remuneración correspondiente a dichas unidades por sus ventas al mercado *spot*, tal como se describe en el párrafo anterior.

En el caso del ciclo combinado Buenos Aires, CAMMESA aceptó la suscripción del acuerdo el 28 de julio de 2023 (con vigencia a partir de las transacciones de julio de 2023), una vez obtenida la aprobación de la Secretaría de Energía que instruyera a CAMMESA lo siguiente respecto de la mencionada unidad térmica: a) la conversión a mono combustible, es decir, la operación solo con gas natural, suprimiendo la posibilidad de uso de gasoil, y b) la adecuación de la potencia instalada en función de la posibilidad técnica real de producción de energía eléctrica del ciclo combinado. Durante el mes de octubre de 2023 concluyeron las tareas de mantenimiento correctivo de esta unidad, por lo que los incrementos en la remuneración de la misma se aplicaron a partir de las transacciones de octubre de 2023.

En septiembre de 2023, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 750/23, la cual actualizó precios de energía y potencia en un 23% a partir de septiembre. A su vez, la Resolución 750/23 fue posteriormente modificada mediante la Resolución N°869/23, emitida en octubre de 2023 y aplicable a partir de noviembre de ese mismo año, incluyendo un aumento del 28%.

Finalmente, en febrero de 2024, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N°9/2024, modificando la Resolución 869/23 y estableciendo un esquema retributivo aplicable a partir de febrero de 2024, incluyendo un aumento del 74.

Evolución de la Oferta y la Demanda en la Estructura del Sector Energético Argentino

Características estructurales del Sector Energético

La evolución de la demanda y consumo energético en la Argentina está correlacionada positivamente con la evolución del PBI, implicando que a mayor crecimiento económico la demanda energética también crece. Por ejemplo, la tasa de crecimiento anual compuesto (CAGR, por sus siglas en inglés) histórica del consumo energético fue del 3,08% anual en los últimos 30 años, con una

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

media del 2,35% anual desde el 2004, a pesar de que en el período entre 2004 y 2022 el crecimiento económico se elevó a una media del 2,14% anual (incluidas exportaciones y pérdidas).

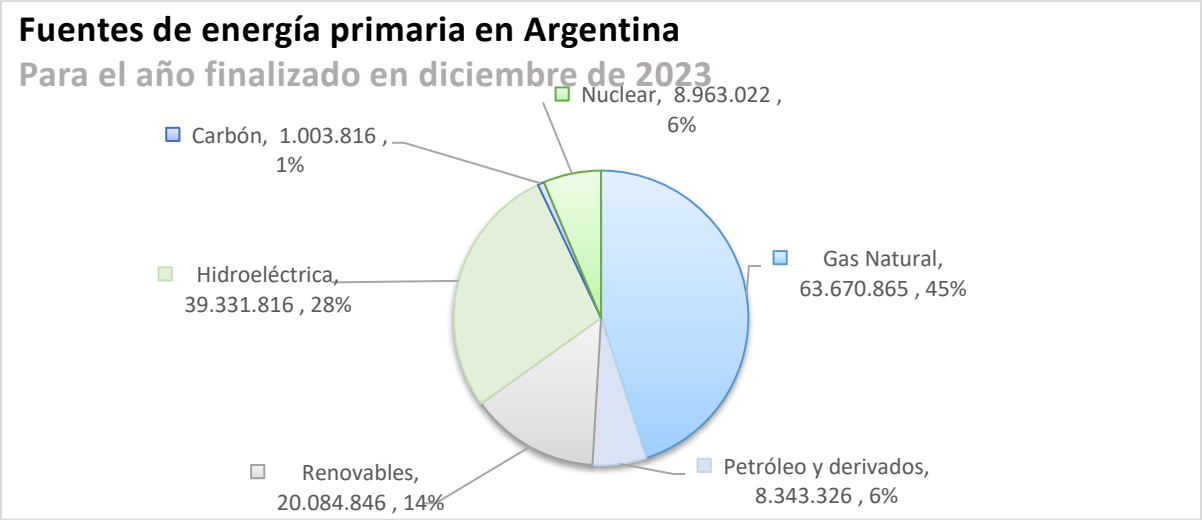
El crecimiento del consumo energético en la última década es similar al promedio histórico dado que no fue impulsado por un gran crecimiento del consumo del sector industrial, sino preponderantemente de los sectores residencial y comercial como se advierte en los parámetros del consumo gasífero, de naftas y especialmente eléctrico.

La elasticidad del consumo energético en relación al PBI en las últimas dos décadas es menor a anteriores, con lo cual las restricciones a la demanda energética o la necesidad de realizar importaciones energéticas si la oferta doméstica fuera insuficiente podrían incrementarse si el desarrollo industrial se ampliara en el futuro.

Las restricciones de abastecimiento de ciertos productos energéticos como el gas natural en el último ciclo de elevado crecimiento económico y relativamente moderado crecimiento de demanda energética en términos amplios, se deben principalmente a problemas relevantes en la oferta de estos productos energéticos, y a un crecimiento relevante de la demanda del segmento residencial y comercial en un contexto de poca actividad industrial con escasas nuevas expansiones de mayor capacidad productivas en grandes consumidores energéticos.

La estructura del consumo de energía eléctrica en Argentina es fuertemente dependiente de los hidrocarburos, cuyo consumo en 2023 fue de aproximadamente 51,64%, comparado con 58,92% en 2022, 63,52% en 2021, 61,36% en 2020, 61,06% en 2019, y 63,86% en 2018. Las grandes cantidades importadas de gas natural, gas natural licuado (GNL) y gas oil son para satisfacer la demanda. En 2019, dichas importaciones disminuyeron, principalmente debido a un incremento en la producción nacional de gas natural. Sin embargo, la demanda de gas natural se encuentra usualmente insatisfecha en invierno en el segmento industrial y el segmento de generación termoeléctrica. Bajo ciertas circunstancias, el gobierno argentino ha impuesto restricciones al consumo debido a la falta de suministro de gas suficiente para abastecer a otros segmentos que no poseen la capacidad de reemplazar al gas natural con otros combustibles (propano, butano y fuel, entre otros).

Si bien la estructura actual de consumo energético en Argentina presenta una importante dependencia de hidrocarburos, estamos ante una importante oportunidad de modernización y diversificación de la matriz energética argentina, mediante la penetración de la nueva capacidad de generación a partir de energías renovables, necesaria para cumplir con los requisitos mínimos establecidos en la Ley 27.191 del año 2015.



Fuente: Secretaría de Energía

Como síntesis, pueden detallarse las siguientes características particulares de la demanda y oferta energética en la Argentina:

- Estructura atípicamente sesgada hacia petróleo y gas, que es característica de los países con grandes reservas de hidrocarburos como aquellos ubicados en Medio Oriente, Rusia, países petroleros de África y Venezuela.
- el 47,00% del consumo de energía es dependiente del gas natural, con una penetración de consumo gasífero en el mercado de energía superior a la mayoría de los países de grandes producciones excedentes de gas natural.
- Estancamiento de la oferta energética local, ya que las inversiones de los últimos años en el sector del petróleo y el gas han sido insuficientes para aumentar efectivamente la oferta nacional lo suficiente como para satisfacer la demanda.

- Aumento de la demanda debido a los precios anormalmente bajos del gas y la energía eléctrica en los sectores residencial y comercial durante el periodo 2012-2016, lo que provocó que la tasa de crecimiento del consumo energético residencial fuera superior a la tendencia habitual, que se revirtió parcialmente durante el período 2017-2019.

Estructura de la Oferta Eléctrica en la Argentina

Según informó CAMMESA, la capacidad instalada nominal en Argentina era de 43.773 MW al 31 de diciembre de 2023. La disponibilidad estimada por CAMMESA para unidades de generación térmica asciende a cerca del 81,00% debido a la insuficiencia de abastecimiento de combustibles, dificultades en alcanzar la eficiencia nominal y la falta de disponibilidad de varias unidades generadoras que se encuentran en mantenimiento. Asimismo, la oferta de generación depende fuertemente del uso de combustible líquido que disminuye la disponibilidad de capacidad y asimismo existen ciertas restricciones de transmisión.

En las últimas décadas, los gobiernos argentinos (incluyendo administraciones de diferentes orientaciones ideológicas) han optado por favorecer la incorporación de unidades de generación termoeléctrica. Uno de los principales motivos es que estas unidades requieren menor monto de inversión y menor plazo de incorporación, en comparación con otros tipos de unidades generadoras. La necesidad de más hidrocarburos para estas nuevas centrales no se entiende como una desventaja, dado que los combustibles requeridos siempre han sido producidos en Argentina y la producción siempre ha sido previsible y creciente. No obstante, la incorporación de generación termoeléctrica constante ha aumentado la demanda de combustibles fósiles de producción local, en particular en base a gas natural, lo cual ha llevado a la existencia de escasez y a la imposición de ciertas restricciones en la provisión a generadores térmicos de combustibles producidos localmente.

Durante los años 90, los inversores privados han concentrado también sus inversiones en la generación termoeléctrica, casi sin excepciones. La crisis económica de 2002 aceleró aún más esta tendencia a invertir en centrales termoeléctricas dado su menor costo de puesta en operación. Tras la crisis del año 2002, las inversiones en el sector eléctrico continuaron preponderantemente con intervención del Estado, expandiendo la potencia instalada en base a la generación termoeléctrica, aunque sin satisfacer la creciente demanda. Las restricciones financieras del Estado argentino en las últimas décadas, el alto monto de inversiones necesarias y los largos plazos de cumplimiento para el desarrollo de proyectos han impactado negativamente en la decisión del gobierno argentino de invertir e incorporar centrales hidroeléctricas y nucleares. Asimismo, las recurrentes crisis fiscales del pasado obligaron a demoras y/o cancelaciones de estos grandes proyectos por parte del gobierno argentino, que hubieran aumentado y diversificado la capacidad de generación de Argentina.

Capacidad Nominal de Generación de Energía Eléctrica

La capacidad nominal de generación de energía se encuentra dominada por la generación de energía termoeléctrica. Una cantidad no menor de unidades generadoras de energía termoeléctrica exhibe una elevada indisponibilidad, en especial durante el período invernal, por las restricciones al suministro de combustible.

En el verano de 2023, el pico máximo de consumo se dio el 13 de marzo con 29.105 MW.

En Argentina existen tres centros de oferta de generación de energía eléctrica principales:

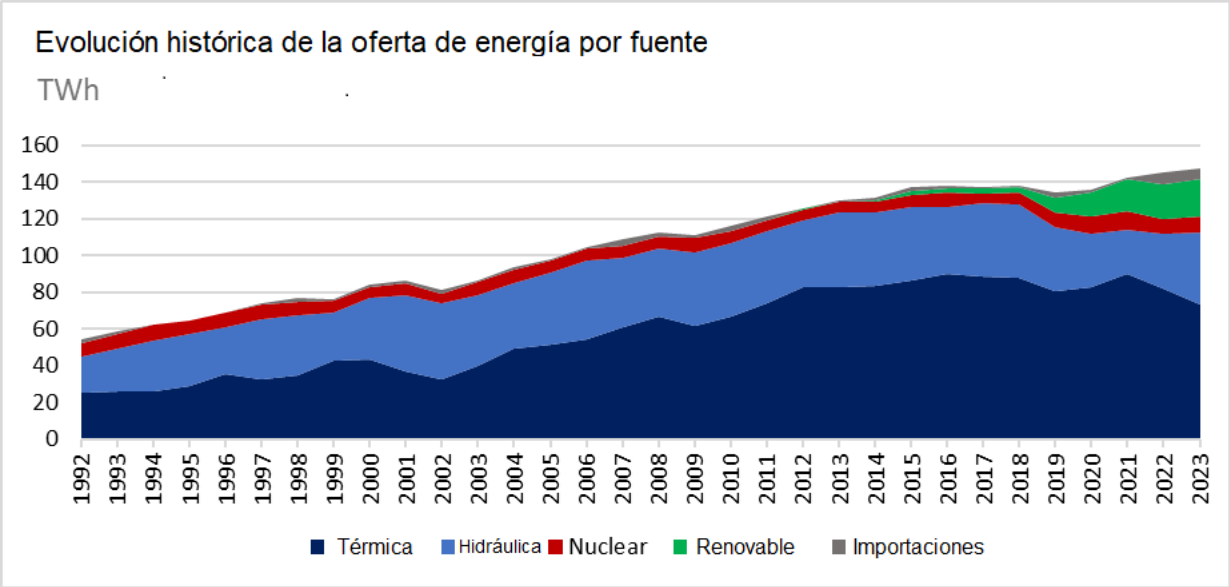
- Buenos Aires-GBA-Litoral
- Comahue
- NEA

En el pasado, la oferta y demanda de energía eléctrica estaban vinculadas a Buenos Aires por medio de un sistema radial. Sin embargo, este sistema presenta riesgos de inestabilidad en diversas regiones que han experimentado un crecimiento de demanda con generación local insuficiente (por ejemplo, Cuyo, NOA en Salta, Centro y GBA). Por ese motivo, el gobierno argentino sustituyó dicho sistema por uno periférico. El gobierno ha realizado cuantiosas inversiones para ampliar en forma sustancial el sistema de transmisión eléctrico de 500 kV, entre las que se cuentan el tendido periférico de líneas de alta tensión de 550 kV (que posiblemente no tengan un impacto económico inmediato, pero que sí tendrán efectos positivos en el sistema en el largo plazo) en las siguientes regiones:

- NOA-NEA
- Comahue-Cuyo
- Sur de la Patagonia

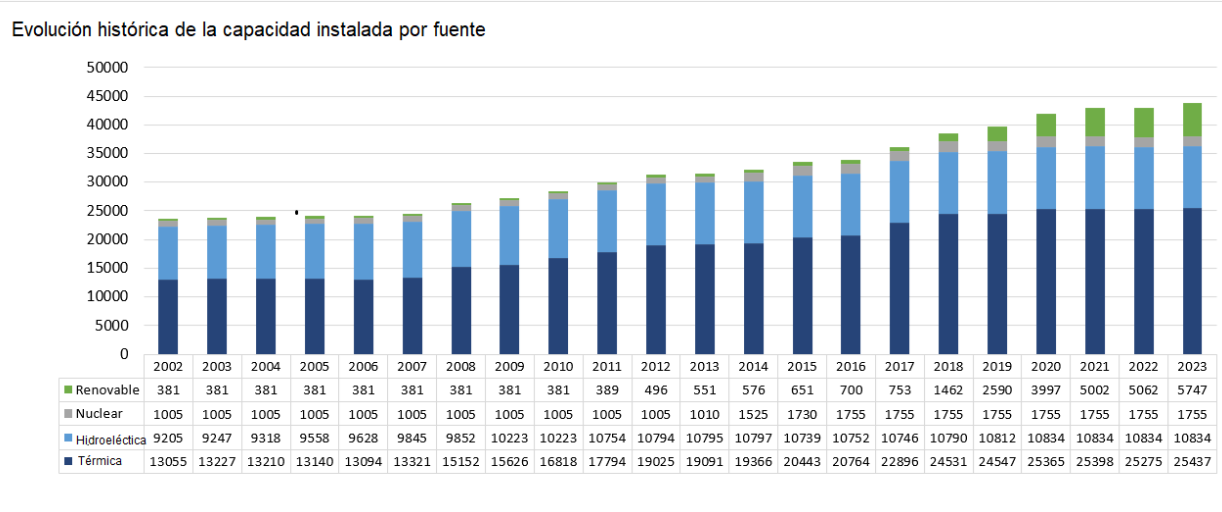
Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

El siguiente gráfico muestra la evolución de generación de energía eléctrica según tipo de fuente:



Fuente: CAMMESA

El siguiente gráfico muestra la evolución de la capacidad de generación de energía eléctrica según tipo de fuente:



	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Renovable	381	381	381	381	381	381	381	381	381	389	496	551	576	651	700	753	1462	2590	3997	5002	5062	5747
Nuclear	1005	1005	1005	1005	1005	1005	1005	1005	1005	1005	1005	1010	1525	1730	1755	1755	1755	1755	1755	1755	1755	1755
Hidroeléctica	9205	9247	9318	9558	9628	9845	9852	10223	10223	10754	10794	10795	10797	10739	10752	10746	10790	10812	10834	10834	10834	10834
Térmica	13055	13227	13210	13140	13094	13321	15152	15626	16818	17794	19025	19091	19366	20443	20764	22896	24531	24547	25365	25398	25275	25437

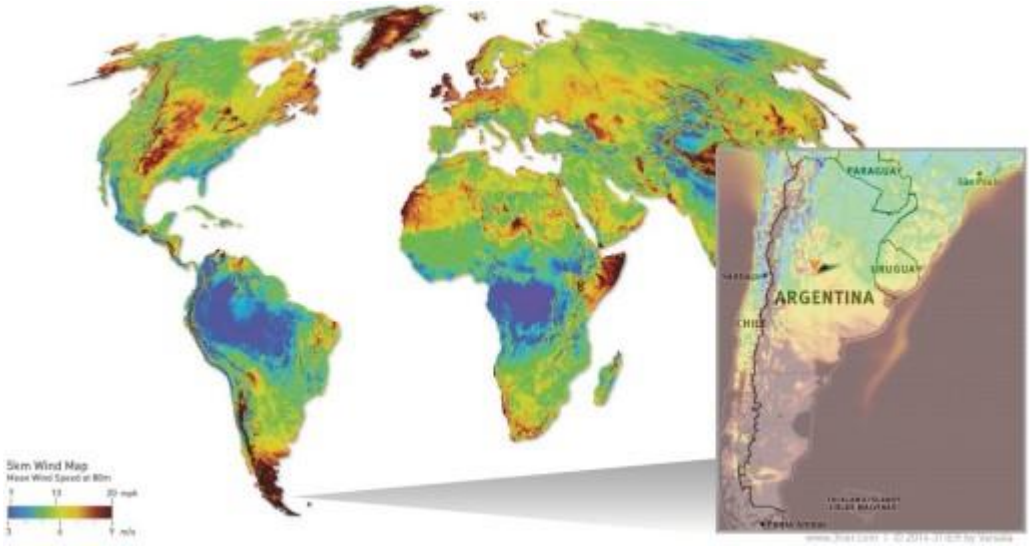
Fuente: CAMMESA

Generación de energía renovable en Argentina

Ciertas regiones en Argentina, se benefician de los niveles de viento y sol que proporcionan un gran potencial para la generación de energías renovables.

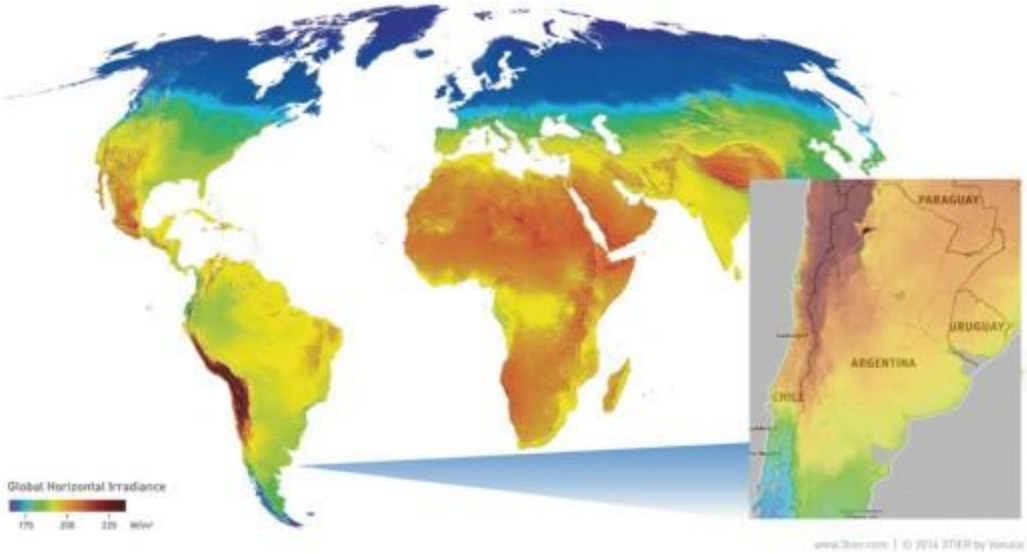
Los mapas que se ven a continuación muestran la velocidad media del viento a 80 metro de elevación y la radiación horizontal global media en Argentina, respectivamente.

Promedio de velocidad del viento



Fuente: Vaisala – 3Tier

Promedio global de radiación solar horizontal



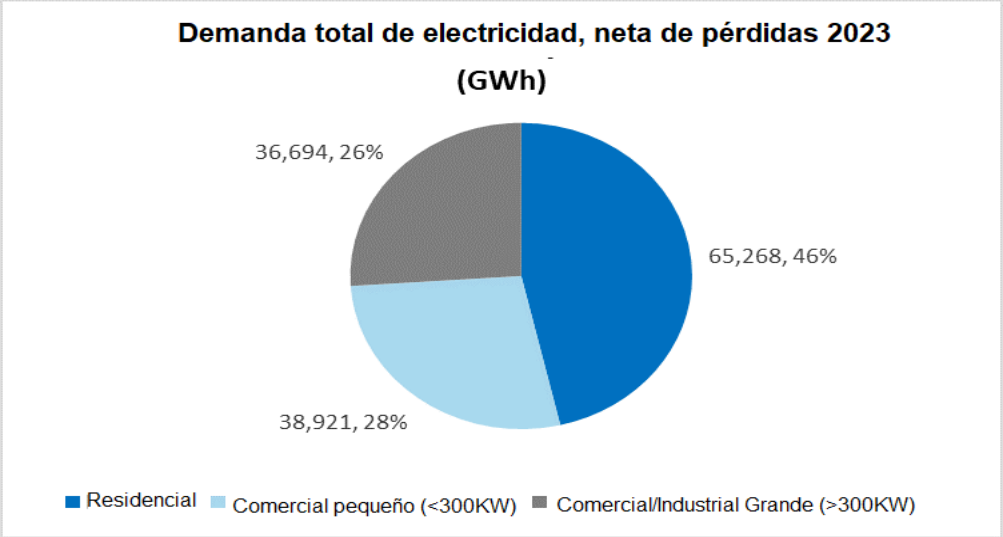
Fuente: Vaisala – 3Tier

Estructura de la demanda de energía eléctrica en Argentina

La demanda de energía eléctrica depende, en gran medida, de las condiciones políticas y económicas oportunamente en vigencia en Argentina, además de factores estacionales. En general, la demanda de energía eléctrica varía en función del rendimiento de la economía argentina ya que las empresas y las personas tienden a consumir más energía y se encuentran en mejores condiciones para pagar sus correspondientes facturas durante períodos de estabilidad o crecimiento económico. Como resultado de ello, la demanda de energía se ve afectada por las medidas que tome el gobierno argentino en materia económica, incluidas aquellas sobre inflación, tasas de interés, controles de precios, controles del tipo de cambio, impuestos y tarifas energéticas. Por ejemplo, la tasa de crecimiento

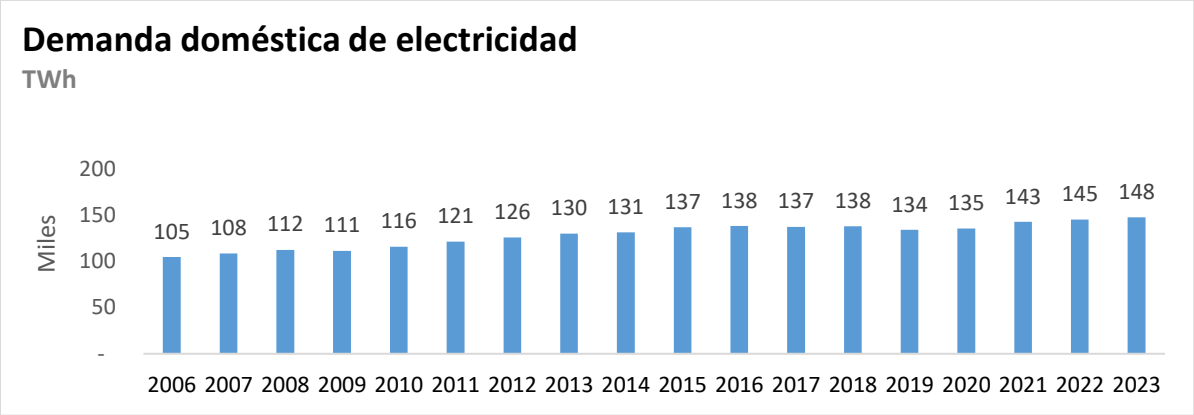
anual compuesto (CAGR) histórica del consumo de energía fue del 2,9% anual en los últimos 30 años, con una media anual del 2,3% desde 2004, aunque entre 2004 y 2023 el crecimiento económico aumentó a una media del 2,00% anual (incluidas exportaciones y pérdidas).

El siguiente gráfico muestra la demanda de energía eléctrica en el año 2023 según el tipo de consumidor:



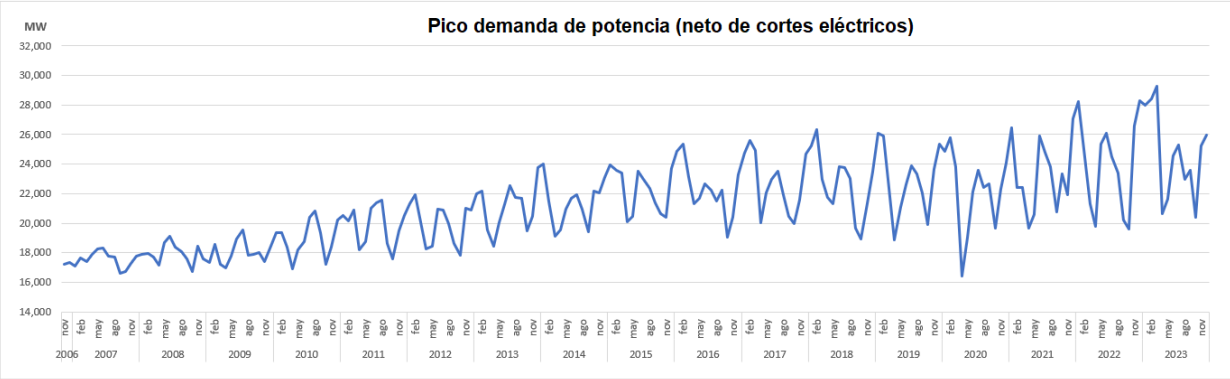
Fuente: CAMMESA

El siguiente gráfico muestra la evolución de la demanda de energía eléctrica durante los últimos años:



Fuente: CAMMESA

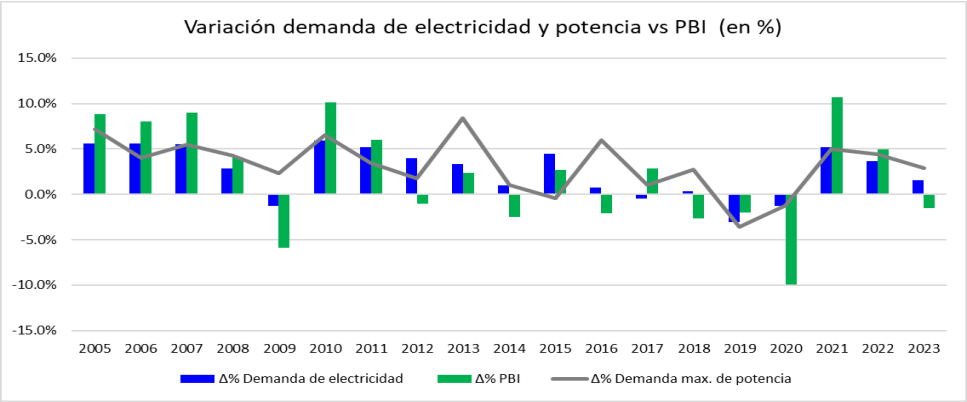
El siguiente gráfico ilustra la demanda de energía desde noviembre de 2006 hasta noviembre de 2023:



Fuente: CAMMESA

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

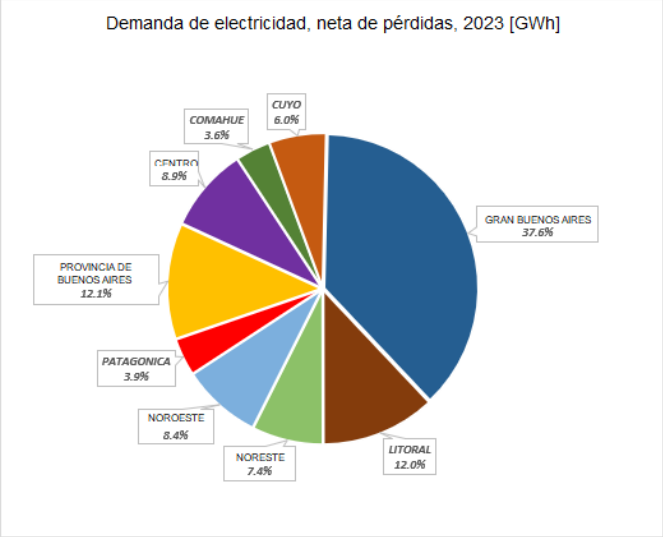
La correlación entre la evolución del PBI y la demanda de energía eléctrica muestra una dispersión importante, aunque puede concluirse que, ante una fuerte reducción del PBI, esta demanda cae relativamente poco. Asimismo, vale destacar que, en un contexto de bajo crecimiento económico, la demanda de energía eléctrica crece a tasas mayores que el PBI, conforme de demuestra a continuación:



Fuente: CAMMESA, INDEC

CAMMESA divide a la Argentina en regiones que presentan características similares desde el punto de vista de la demanda, de las características socioeconómicas y de la integración de cada subsistema eléctrico. Estas regiones son: (i) la Ciudad de Buenos Aires y el conurbano, (ii) la Provincia de Buenos Aires, (iii) Santa Fe y el noroeste de Buenos Aires, (iv) el centro, (v) el noroeste, (vi) la región de Cuyo, (vii) el noreste, (viii) el Comahue y (ix) la Patagonia.

La demanda se concentra mayormente en el área de la Ciudad de Buenos Aires, la Provincia de Buenos Aires, Santa Fe y el noroeste de Buenos Aires, que reúnen cerca del 61,76% de la demanda. No se verifican cambios significativos en la concentración de la estructura de demanda en el periodo bajo análisis. El cuadro siguiente muestra la demanda de electricidad por región para 2023:



Fuente: CAMMESA

La estacionalidad también tiene un impacto significativo en la demanda de energía eléctrica, con picos de consumo durante el verano y el invierno. El impacto de los cambios estacionales se observa principalmente entre los clientes residenciales y los pequeños clientes comerciales. Los cambios estacionales en la demanda responden al impacto de varios factores climáticos, como el clima y la cantidad de luz diurna, al uso de luminaria y sistemas de calefacción y aires acondicionados.

El impacto de la estacionalidad en la demanda industrial de energía eléctrica es menos pronunciado que en los sectores residencial y comercial por varios motivos. En primer lugar, los diferentes tipos de actividad industrial tienen, por su propia naturaleza, diferentes picos máximos estacionales, de tal modo que el efecto que pueden tener los factores climáticos es más variado. En segundo lugar,

los niveles de actividad industrial tienden a verse más afectados por la economía, registrando distintos niveles de intensidad según el sector industrial.

Entre 2016 y 2018, la demanda de energía eléctrica se mantuvo estable y luego disminuyó en 2019 debido a una caída generalizada de la actividad económica en Argentina. Para 2020, la demanda de electricidad siguió disminuyendo debido al descenso de la actividad económica y al impacto del COVID-19. En 2021, la demanda de energía eléctrica se recuperó respecto al año anterior, principalmente debido a una mayor demanda industrial. Durante el año 2023, la demanda residencial y de pequeños comercios aumentó 3,34% y 1,04%, respectivamente, en comparación con el año anterior, principalmente debido a la falta de aumentos tarifarios significativos para la demanda residencial.

Un análisis anual directo —a diferencia del promedio móvil de doce meses, que es útil para apreciar los cambios de tendencia inercial (la tendencia inercial es la tendencia subyacente que comprende algunos meses y, por lo tanto, permite una mayor detección de variaciones de estabilidad, aunque en forma más lenta)— muestra tasas de crecimiento de la demanda de energía durante 2010 y principios de 2011, con una abrupta desaceleración (incluidos valores negativos) en 2012, y, tras el invierno de 2012, un incremento de la demanda de energía en 2013. En diciembre de 2013 y enero de 2014 se registró un crecimiento exponencial de la demanda de usuarios residenciales y comerciales ante la ola de calor que afectó a la zona central de Argentina en esos meses. En diciembre de 2014, la tendencia creciente se revirtió con una fuerte caída de la demanda al normalizarse las temperaturas. La demanda de energía eléctrica del sector residencial retomó su tendencia de alto crecimiento en 2015. En 2016, la demanda de los consumidores residenciales se incrementó un 4,5% pese a los moderados aumentos tarifarios que afectaron a una pequeña parte de los consumidores. Durante 2017, 2018, 2019 y 2020, la demanda residencial se redujo en 2,03%, aumentó en 1,99%, se redujo en 2,80%, y aumentó en 8,00%, respectivamente, en comparación con el mismo período del año anterior, en el caso de la reducción durante 2019, debido a una caída del PBI del 2,20% en 2019. En 2020, debido a la pandemia de COVID-19, al ASPO y a otras medidas restrictivas adoptadas por el gobierno argentino, los ciudadanos tuvieron que trabajar a distancia y, por tanto, permanecer en sus casas durante más tiempo. Las escuelas y universidades estuvieron cerradas durante la mayor parte de 2020. Por otro lado, durante el año 2020 no hubo aumento de la tarifa eléctrica residencial y se suspendieron los cortes de servicios por falta de pago, lo que puede haber contribuido a que los usuarios residenciales consuman más electricidad. En 2021, como consecuencia de la eliminación de las medidas restrictivas asociadas a la pandemia de COVID-19, la demanda de energía eléctrica aumentó respecto al año anterior (+5,20%), principalmente a raíz de un aumento de 13,20% en la demanda industrial y de 4,40% en la demanda comercial. La demanda residencial en 2021 aumentó un 9,50% en comparación con 2020, habida cuenta de que no hubo ningún incremento en las tarifas residenciales, en un contexto de incrementos en los costos de generación de energía en todo el sistema. Durante 2023, la demanda residencial y de pequeños comercios se incrementaron 3,34% y 1,04%, respectivamente, en comparación con el año anterior, principalmente debido a la falta de aumentos tarifarios significativos para la demanda residencial.

Además del crecimiento de la demanda de energía del período 2011-2016, el cual generó presión sobre el suministro de combustibles para el parque termoeléctrico, la demanda incide, asimismo, sobre el parque de generación disponible para atender la demanda máxima de potencia durante las horas de la noche en invierno o durante las horas de la tarde en verano.

A fin de minimizar los riesgos de cortes intempestivos de suministro en los segmentos residencial y comercial en 2013, hubo cortes programados en diciembre de ese año y en enero de 2014, tal como había sucedido en el invierno de 2010 y 2011 —sin llegar a los niveles extraordinarios del invierno de 2007— que no fueron necesarios en 2012. Ni durante el verano ni durante el invierno de 2015 fue necesario aplicar restricciones a los consumidores industriales para satisfacer la demanda residencial de energía eléctrica, aunque sí se produjeron cortes forzados por los grandes problemas que afectan la distribución eléctrica. A pesar de esto, durante febrero de 2016, ciertas restricciones al consumo de electricidad por aproximadamente 1.000 MW fueron aplicadas por CAMMESA y el Ministerio de Minas y Energía, por las temperaturas más altas del promedio registradas en febrero de 2016.

Durante enero y febrero de 2016 se verificaron sucesivos máximos de consumo de energía eléctrica para un día hábil, tras dos años sin que se lograra superar el récord previo del 23 de enero de 2014. El punto máximo de consumo de 25.380 MW se alcanzó el 12 de febrero de 2016, con restricciones a la demanda de las distribuidoras de la ciudad de Buenos Aires, del Gran Buenos Aires y de la ciudad de La Plata. Se alcanzaron nuevos picos de consumo de 26.320 MW/544,4GWh el 29 de enero de 2019, el 12 de diciembre de 2022 de 27.484 MW/575,9GWh y por último el 13 de mayo de 2023, con un consumo de 29.105MW/590,7GWh sin mayores restricciones de la demanda.

	Récords de consumo de potencia y energía					
	Nuevos récords		**Récords anteriores**		**Variación (%)**	**Variación (MW)**
	Pico de potencia (MW)					
Día hábil	Marzo 13, 2023	29.105	Diciembre 6, 2022	28.283	2,91%	822
Sábado	Marzo 11, 2023	27.203	Enero 15, 2022	26.719	1,81%	484
Domingo	Marzo 12, 2023	25.739	Diciembre, 2021	23.724	8,49%	2.015

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

	Energía (GWh)				Variación (%)	Variación (GWh)
Día hábil	Marzo 13, 2023	590,7	Enero 14, 2022	575,9	2,57%	14,80
Sábado	Marzo 11, 2023	599,8	Enero 15, 2022	559,0	7,30%	40,80
Domingo	Marzo 12, 2023	543,6	Enero 16, 2022	478,9	13,51%	64,70

Fuente: CAMMESA

El atendimiento de la demanda de potencia máxima del 13 de marzo de 2023 fue cubierto con suministros de energía térmica de 16.836 MW, energía hidroeléctrica de 6.878 MW, energía nuclear de 959 MW, energía renovable de 2.028 MW e importaciones de 2.402 MW.

Al igual que con el gas natural, la fuerte estacionalidad de la demanda eléctrica en Argentina —tanto de energía como de potencia— influye en las necesidades de inversión, que se dimensionan a efectos de atender los picos máximos de demanda invernal, lo que genera excedentes importantes en otras épocas del año que inciden sobre los menores costos y la competencia en dichos períodos. La demanda máxima de energía eléctrica se produce en horas de la noche durante el verano. En invierno, el pico de demanda se produce generalmente por la noche, como resultado del uso intensivo de calentadores eléctricos, que gozan de la preferencia de los consumidores debido a su costo diferencial y a su simplicidad cuando se los compara con los calentadores alimentados a gas natural.

No toda la capacidad de generación se encuentra disponible en los momentos de máxima demanda. Tanto en verano como especialmente en invierno, existe una capacidad efectiva de generación para atender la demanda. La capacidad efectiva disponible (que es la capacidad disponible) es significativamente menor a la capacidad instalada nominal.

Pese a todos los esfuerzos realizados, parece poco probable que la totalidad de la capacidad nominal se encuentre disponible en cualquier momento dado. Por el contrario, el sector de generación de energía eléctrica anticipa y considera un porcentaje de indisponibilidad que puede oscilar entre el 20,00% y el 25,00%, aproximadamente.

Esta variable crítica constituye un objetivo hacia el cual van dirigidos los esfuerzos de CAMMESA y de los generadores por invertir en el buen mantenimiento de las unidades. Si bien el factor de indisponibilidad de largo plazo en el parque termoeléctrico argentino ha sido históricamente cercano al 30,00%, cayó por debajo del 20,00% durante un período a principios de los años 2000. En general, el factor de indisponibilidad de los parques hidroeléctricos en Argentina suele ser poco significativo. La capacidad de la central hidroeléctrica de Yacyretá considera la potencia disponible para Argentina, que es de 2.745 MW. La capacidad total de Yacyretá es de 3.100 MW, alcanzables a nivel máximo y con las unidades a pleno rendimiento. Por su parte, el parque nuclear ha registrado índices de indisponibilidad histórica elevados debido a los mantenimientos periódicos a los que debe someterse a las unidades. En particular, la CN Embalse, desde el 1 de enero de 2016, estuvo dos años fuera de servicio. Adicionalmente, la CN Atucha II, la cual estuvo generando energía a modo de prueba desde 2015, recibió su habilitación comercial durante el primer semestre de 2016, incorporando al SADI una capacidad nominal adicional de 745 MW. En 2002, la Central Nuclear Atucha I estuvo fuera de servicio por casi 3 meses debido a tareas de mantenimiento. En 2023, la Central Nuclear Atucha II estuvo fuera de servicio la mayor parte del año debido a tareas de mantenimiento estacional seguidas de una falla técnica, la que fue puesta nuevamente en servicio en agosto de 2023. La Central Nuclear Embalse también tuvo un mantenimiento estacional que duró casi 2 meses.

En 2023, la generación hidroeléctrica creció un 30% en comparación con 2022, lo que llevó a una disminución general de la demanda de combustibles fósiles para la generación de energía. Sin embargo, las nuevas rondas del Plan Gas.Ar, sumadas a la habilitación de capacidad adicional de transporte de gas natural a través de la primera etapa del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner desde julio de 2023, condujeron a un aumento general de la disponibilidad de gas natural, que se tradujo en una disminución significativa del consumo de fuel oil (-40%) y gasoil (-47%) para generación eléctrica.

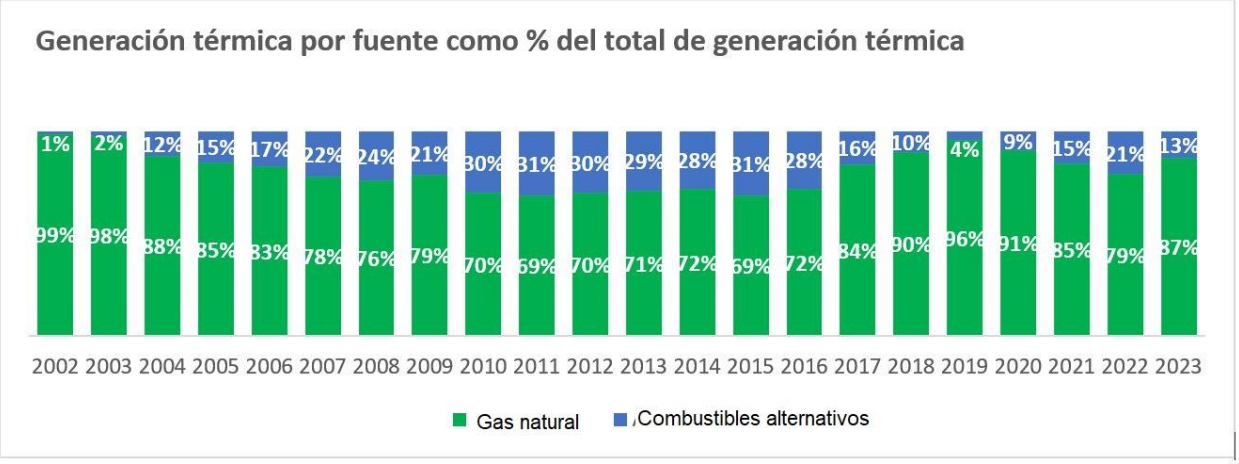
La generación de energía podría llegar a verse influenciada por la capacidad física y económica para abastecer de combustible a las centrales termoeléctricas. En los últimos años y hasta 2014, el precio de combustibles incrementó el costo de generación aunque la caída del petróleo y de los combustibles redujo este costo en 2015 y 2016 en forma notoria. La ausencia de producción local de gas natural conllevó un mayor uso de fueloil y gasoil en las centrales de generación con unidades TV y TG, además de importaciones de gas y GNL. La mayor parte de las unidades TV se alimenta a fueloil, y sólo la Central Térmica San Nicolás puede quemar carbón, además de fueloil o gas natural. Los grupos TG o TV que funcionan en ciclo combinado han sido incluidos en este rubro en tablas anteriores.

La disponibilidad de combustible constituye un factor que aumenta la indisponibilidad técnica. Los costos y la logística para importar y suministrar fueloil, gasoil y carbón en reemplazo de gas natural constituyen la clave de la disponibilidad futura de unidades térmicas, y seguirán siendo importantes si se mantienen las actuales condiciones internacionales. A partir de 2007, la limitada oferta

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

de gas natural en invierno se tradujo en un explosivo incremento del consumo de fueloil y gasoil, con precios récord en el primer semestre de 2008. Los precios de los combustibles líquidos se morigeraron en 2009 por la crisis internacional, seguido de incrementos entre 2010 y mediados de 2014. Luego, desde el tercer trimestre de 2014 año hasta el primer trimestre de 2016, los precios de los combustibles líquidos cayeron abruptamente, con incrementos moderados desde entonces (aunque aun así resultaron menores que en el primer semestre de 2014). En general, los precios se recuperaron a lo largo de los años hasta el primer semestre de 2018, y desde entonces han disminuido. En el primer trimestre de 2020, se produjo una caída repentina de los precios debido al COVID-19. En 2022, durante el primer semestre del año, se produjo un alza mundial de los precios de los combustibles líquidos como consecuencia de las sanciones internacionales impuestas a Rusia tras la invasión de Ucrania. No obstante, los precios del fuel oil se vieron menos afectados por la guerra que los del gasoil en casi todos los países. Además, la escasez de gas natural en Argentina también contribuyó al aumento sustancial del despacho de nuestras turbinas de vapor con fuel oil en 2022.

Consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica de uso comercial



Fuente: CAMMESA, análisis de la Compañía

En 2023, el 43% del suministro energético se generó con gas natural, una cifra superior a la de la mayoría de los países que tienen un gran excedente de producción de gas natural.

El precio de generación de CAMMESA constituye un precio efectivo sólo para algunos segmentos del mercado eléctrico, en especial al de los consumidores industriales, con excepción de aquellos que reciben el suministro para uso comercial de las distribuidoras eléctricas.

RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

El siguiente es un resumen de los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables que se describen en la Sección "Términos y Condiciones de los Títulos" del presente, y está condicionado en su totalidad por la información más detallada contenida en este Prospecto. Las palabras y expresiones utilizadas en el presente resumen tendrán el significado otorgado en la sección "Términos y Condiciones de los Títulos" del presente o en cualquier otra sección del presente Prospecto.

Emisora	Central Puerto S.A.
Monto del Programa	Hasta un monto total de US$ 500.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor) de valor nominal de Títulos en circulación.
Duración del Programa	El plazo de duración del Programa será de 5 años contados desde la fecha de la autorización de oferta pública otorgada por la CNV por Resolución Nº20.847 y sus renovaciones, es decir, hasta el 29 de octubre de 2025. Dentro de dicho plazo podrán emitirse Títulos con posibilidad de reemitir las Clases y/o Series que se amorticen hasta el valor total máximo en circulación permitido.
Clases y/o Series	Los Títulos serán emitidos en Clases. Cada Clase podrá estar subdividida a su vez en una o más Series emitidas en distintas fechas. Dentro de cada Clase, la Emisora podrá emitir distintas Series de Obligaciones Negociables, sujeto a términos y condiciones idénticos a los de las demás Series de dicha Clase, salvo la fecha de emisión, el precio de emisión, las leyendas de circulación restringida, en su caso, y la fecha de pago de intereses inicial. La Emisora determinará los términos específicos de cada Clase y/o Serie en un Suplemento de Precio que suplementan estos términos y condiciones (los "Términos y Condiciones"). Podrán reemitirse nuevas Clases y/o Series que se amorticen dentro de los plazos previstos en este Programa, siempre que el monto de capital de las Clases y/o Series que se encuentren en circulación dentro del Programa no supere el monto total máximo de US$ 500.000.000 o su equivalente en otras monedas o unidades de valor.
Garantía	Las Obligaciones Negociables se podrán emitir con garantía flotante, especial o común, en los términos del Artículo 3 de la Ley de Obligaciones Negociables, de acuerdo con lo que sobre el particular indique el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie.
Factores de Riesgo	La inversión en los Títulos emitidos bajo el Programa involucra la asunción de determinados riesgos. Los principales factores de riesgo que pudieran afectar la capacidad de la Emisora se consideran bajo la sección "*Factores de Riesgo"* del presente.
Organizador	La Emisora podrá designar uno o más organizadores en relación con una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emita bajo el Programa, de acuerdo con lo que sobre el particular indique el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie.
Fiduciario	De acuerdo con lo que sobre el particular indique el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie, se podrá designar un fiduciario, *trustee* o figura similar que actuará en beneficio de los Tenedores de dicha Clase y/o Serie (los "Tenedores"), y que tendrá aquellos derechos y obligaciones que surjan del contrato de fideicomiso o "*indenture"* respectivo.
Agente de Registro y/o de Pago	La Emisora podrá designar a un agente de registro y/o de pago de las Obligaciones Negociables de acuerdo con lo que indique el Suplemento de Precio de la Clase y/o Serie respectiva.
Agentes Colocadores	La Emisora podrá designar uno o más agentes colocadores y subcolocadores de los Títulos que se emitan bajo una Clase y/o Serie bajo el Programa, los que podrán ser entidades locales o extranjeras, de acuerdo con lo que sobre el particular indique el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Listado, Negociación y Oferta

De acuerdo con lo que resuelva la Emisora solicitará el listado y la negociación de las Obligaciones Negociables en mercados de valores locales autorizados por la CNV. Asimismo, las Obligaciones Negociables podrán ser listadas y/o negociarse en bolsas o mercados extranjeros, todo ello con sujeción a todas las leyes y reglamentaciones locales y extranjeras que resultaren de aplicación a tales efectos.

Cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emitan en el marco del Programa podrá ser colocada utilizando el mecanismo de colocación que se determine en el Suplemento de Precio respectivo, de conformidad con lo dispuesto por la Ley de Mercado de Capitales, la Ley de Obligaciones Negociables y las Normas de la CNV y cualquier otra norma que las modifique o complemente.

Sistemas de compensación

Caja de Valores S.A. ("CVSA") y/o Euroclear y/o Clearstream y/o Depositary Trust Company y/o Luxemburgo y/o, con relación a cualquier Clase y/o Serie de Títulos, cualquier otra entidad reconocida por la CNV, según se especifique en el Suplemento de Precio respectivo.

Forma de los Títulos. Título Ejecutivo

Las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie podrán estar representadas por títulos nominativos no endosables cartulares, o ser emitidas en forma escritural, o en certificados globales, de acuerdo al artículo 31 de la Ley de Obligaciones Negociables (las "Obligaciones Negociables Nominativas"). Las Obligaciones Negociables representadas en títulos globales o emitidas en forma escritural podrán ser depositadas y/o registradas en sistemas de depósito colectivo aceptados por la CNV. Véase "*Términos y Condiciones de los Títulos – Forma*" en el presente Prospecto.

Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma de títulos globales provisorios (las "Obligaciones Negociables Provisorias") canjeables por títulos definitivos globales o individuales (las "Obligaciones Negociables Definitivas") en las denominaciones permitidas de conformidad con el presente Prospecto y según se determine en el Suplemento de Precio aplicable.

De acuerdo a lo dispuesto por la Ley Nº 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados, vigente desde el 22 de noviembre de 1995, y su decreto reglamentario Nº 259/96, a las emisoras argentinas no se les permite la emisión de valores negociables al portador o transferibles mediante endoso. Sin embargo, de acuerdo a lo dispuesto por dicha normativa, en el caso de títulos valores representativos de deuda o asimilables a ellos, con oferta pública autorizada, se considerará cumplido el requisito de la nominatividad cuando se encuentren representados en certificados globales o parciales, inscriptos o depositados en regímenes de depósito colectivo nacionales o extranjeros, reconocidos por la CNV, a cuyo fin se considerarán definitivos, negociables y divisibles. A través de las Normas de la CNV, CVSA fue reconocida como entidad de depósito colectivo nacional y, Clearstream Banking, Euroclear Operations Centre, The Depositary Trust Company y Swiss Securities Clearing Corporation, fueron reconocidos como entidades de depósito colectivo extranjeros. En tal sentido, mientras se encuentren vigentes dichas normativas, la Emisora sólo emitirá Títulos bajo el Programa en un todo de acuerdo con las mismas. Asimismo, la Emisora causará que los Títulos contengan con la información requerida por el artículo 7 de la Ley de Obligaciones Negociables.

De acuerdo con lo previsto por el artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables, los títulos representativos de las Obligaciones Negociables otorgan acción ejecutiva a sus tenedores para reclamar el capital e intereses impagos bajo los Títulos. De conformidad con lo previsto por el artículo 129 inciso (e) de la Ley de Mercado de Capitales, se podrán expedir comprobantes del saldo de cuenta a efectos de legitimar al titular para reclamar judicialmente, o ante jurisdicción arbitral en su caso, incluso mediante acción ejecutiva si correspondiere. Por otra parte, se podrán expedir comprobantes de los valores representados en certificados globales a favor de las personas que tengan una participación en los mismos, a los efectos y con el alcance antes indicado. Los comprobantes podrán ser emitidos por la entidad del país o del exterior que administre el sistema de depósito colectivo en el cual se encuentren inscriptos los certificados globales. Cuando entidades

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

administradoras de sistemas de depósito colectivo tengan participaciones en certificados globales inscriptos en sistemas de depósito colectivo administrados por otra entidad, los comprobantes podrán ser emitidos directamente por las primeras.

Moneda o unidad de valor de co-emisión

Los Títulos podrán estar denominados en Pesos, Dólares Estadounidenses o cualquier otra moneda que oportunamente determine el Directorio, incluyendo sin limitación en Unidades de Vivienda reguladas por la Ley N° 27.271 ("UVI") o en Unidades de Valor Adquisitivo reguladas por la Ley N° 25.827 y el Decreto de Necesidad y Urgencia N°146/2017 del Poder Ejecutivo Nacional ("UVA"), y/o en toda otra unidad monetaria de valor que se determine y sea autorizada por la CNV. El valor de las UVA y UVI se actualiza diariamente en función del Coeficiente de Estabilización de Referencia. 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 sujeto al cumplimiento de todos los requisitos legales y reglamentarios aplicables. Los pagos con relación a los Títulos podrán, sujeto a dicho cumplimiento, ser efectuados en y/o vinculados a, cualquier moneda distinta a aquella en que se encuentren denominados los Títulos.

Rango de los Títulos

Los Títulos constituirán obligaciones negociables bajo la Ley de Obligaciones Negociables. Los Títulos podrán ser emitidos con carácter subordinado o no subordinado. Los Títulos no subordinados constituirán, sujeto a las leyes argentinas aplicables, obligaciones directas, generales e incondicionales de la Emisora, teniendo en todo momento el mismo grado de privilegio entre sí y al menos el mismo grado de privilegio que todas las demás obligaciones no garantizadas presentes o futuras de la Emisora, salvo respecto de ciertas obligaciones a las que las leyes argentinas le otorgan tratamiento preferencial y a excepción de las Obligaciones Negociables que se emitan con garantía especial, fija o flotante. Los Títulos subordinados serán emitidos bajo los términos y condiciones de subordinación que se especifiquen en el Suplemento de Precio respectivo.

Rango de la Garantía

En el caso en que las Obligaciones Negociables se encuentren garantizadas, el rango de la garantía se fijará en el Suplemento de Precio correspondiente a la Clase y/o Serie particular.

Precio de Emisión

Los Títulos podrán ser emitidos a cualquier precio e incluso a la par o con descuento, según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente.

Amortización

Los Títulos podrán ser amortizados en cualquier plazo no inferior al plazo mínimo ni superior al plazo máximo que establezcan las regulaciones de la CNV y/o cualquier otra normativa aplicable a la Emisora.

Rescate

Los Títulos podrán ser rescatados a la par o a cualquier otro Monto de Rescate (detallado en una fórmula, índice u otro), en dos o más cuotas, en las fechas y formas que sean especificadas en el Suplemento de Precio respectivo y siempre respetando la igualdad de trato entre los inversores.

Rescate Opcional

Los Títulos podrán ser rescatados antes de su vencimiento estipulado a opción de la Emisora (en todo o en parte) y/o de los Tenedores de Títulos (si fuere el caso) según se indique en el Suplemento de Precio respectivo y siempre respetando la igualdad de trato entre los inversores.

Rescate Parcial

Los Títulos podrán ser rescatados en forma parcial de acuerdo con lo previsto en la Subsección 7(c) (*Rescate y Compra - Rescate a opción de la Emisora)* de la Sección de Términos y Condiciones de los Títulos, a *pro rata* del importe del capital de las tenencias, sujeto al cumplimiento de las leyes aplicables, a los requerimientos del mercado en donde coticen los Títulos y al principio de trato igualitario entre inversores.

Rescate por razones impositivas

Con excepción de lo descripto en el párrafo "*Rescate Opcional*" precedente, el rescate anticipado sólo será permitido por razones impositivas, según se describe en la Subsección

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

7(b) (*Rescate y compra - Rescate por razones impositivas)* de la Sección Términos y Condiciones de los Títulos, y siempre respetando la igualdad de trato entre los inversores.

Intereses

Los Títulos podrán devengar intereses o no. Los intereses (si fuere el caso) podrán devengarse a una tasa fija o a tasa variable, o a una tasa ajustable en función de la evolución de activos financieros, acciones, opciones de cualquier tipo y naturaleza u otros activos, inversiones e índices, sujeto a lo que las normas aplicables permitan, de acuerdo con lo que indique el Suplemento de Precio respectivo, y el método de cálculo de los intereses podrá variar entre la Fecha de Emisión y la Fecha de Vencimiento de las Clases respectivas.

Denominaciones

Los Títulos serán emitidos en las denominaciones que se especifiquen en el Suplemento de Precio respectivo, sujeto al cumplimiento de todos los requerimientos legales y regulatorios.

Calificaciones

La Emisora ha optado por no calificar el Programa. La Emisora podrá optar por calificar cada una de las Clases o Series de Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa, conforme lo determine en cada oportunidad en el respectivo Suplemento de Precio.

Compromisos

La Emisora ha asumido ciertos compromisos según se describe en la Subsección 5 (*Compromisos)* de la Sección "*Términos y Condiciones de los Títulos*" del presente Prospecto.

Incumplimiento de otras obligaciones

Los Títulos se encontrarán sujetos al cumplimiento de otras obligaciones por parte de la Emisora, según se describe en la Subsección 10 (*Supuestos de Incumplimiento)* de la Sección "*Términos y Condiciones de los Títulos*" del presente Prospecto.

Impuestos

Todos los pagos con relación a los Títulos se efectuarán libres de toda retención por impuestos u otros tributos, de Argentina, salvo que dicha retención sea requerida por ley. En tal caso, la Emisora deberá (de acuerdo a lo establecido en la Subsección 9 (*Impuesto – Montos Adicionales*) de la Sección "*Términos y Condiciones de los Títulos*" del presente Prospecto) pagar dichos montos adicionales de modo que los Tenedores de Títulos reciban los montos que correspondieran como si las referidas retenciones no hubieren sido realizadas.

Ley Aplicable

La ley argentina resultará de exclusiva aplicación a las Obligaciones Negociables y a todas las obligaciones de la Emisora y los derechos de los tenedores en relación con cualquier emisión de Obligaciones Negociables bajo el Programa. En particular, la Ley de Obligaciones Negociables resultará aplicable con relación a los requisitos necesarios para que los Títulos califiquen como tales bajo dicha ley. Por su parte, la Ley General de Sociedades y demás normativa argentina aplicable -incluyendo pero no limitado a la Ley de Mercado de Capitales, la Ley de Obligaciones Negociables y a las Normas de la CNV- resultarán de aplicación con relación a la capacidad de la Emisora para emitir y colocar los Títulos, a los requisitos para que dichos títulos califiquen como Obligaciones Negociables, a las cuestiones relativas a la celebración de las asambleas de Tenedores y a la autorización para la oferta pública de los Títulos por parte de la CNV.

Asimismo, los términos y condiciones de una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables podrán regirse por las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos de Norteamérica o por la ley de cualquier otra jurisdicción, según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente, y en cada contrato de fideicomiso (*indenture*) que se celebre de acuerdo con la estructura específica de la transacción de que se trate, con excepción de las cuestiones relacionadas con los requisitos necesarios para que las Obligaciones Negociables y las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables califiquen como tales de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables, así como aquellas cuestiones relacionadas con la autorización de oferta pública de las mismas y aquellas relativas a las asambleas, las cuales se regirán por la legislación argentina.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Jurisdicción	Según se indica en la Subsección 17(b) (*Ley aplicable y jurisdicción*) de la Sección "*Términos y Condiciones de los Títulos*" del presente Prospecto, sujeto a lo previsto en la Subsección 17(c) *(Ley aplicable y jurisdicción)*, los tribunales de Argentina tendrán jurisdicción para dirimir cualquier controversia originada en, o con relación a, los Títulos. Sin perjuicio de ello, en virtud de lo previsto por el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales y según se indica en dicha Subsección 17(c), los Tenedores de Títulos podrán someter cualquier Controversia por ante el Tribunal de Arbitraje de la BCBA. Asimismo, las controversias que se originen con relación a las Clases y/o Series de Obligaciones Negociables podrán supeditarse por la jurisdicción del Estado de Nueva York, Estados Unidos de Norteamérica u otra jurisdicción, según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente, y en cada contrato de fideicomiso (*indenture*) que se celebre.
Restricciones a la Venta	Las restricciones a la venta de una determinada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, de existir, se especificarán en el Suplemento de Precio relativo a la Clase y/o Serie particular respecto de la cual existiera tal restricción.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LOS TÍTULOS

El siguiente es el texto de los términos y condiciones generales de los Títulos que podrán ser emitidas por la Emisora en el marco del Programa. En los Suplementos de Precio correspondientes se detallarán los términos y condiciones específicos de los Títulos de la Clase y/o Serie en cuestión, los cuales complementarán estos términos y condiciones generales con respecto a los Títulos de la Clase y/o Serie en cuestión.

1. Introducción

(a) **Programa:** la Emisora ha creado el Programa para la emisión de Títulos conforme la Ley Nº 23.576 de Obligaciones Negociables y sus modificatorias, por un valor nominal total máximo de US$ 500.000.000 o su equivalente en otras monedas o unidades de valor con o sin garantía según se indicare en el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie particular.

(b) **Clases y/o Series:** Los Títulos emitidos conforme al Programa serán emitidos en Clases y cada Clase podrá comprender una o más Series de Títulos. Podrán reemitirse nuevas Clases y/o Series que se amorticen dentro de los plazos previstos en este Programa, siempre que el monto de capital de las Clases y/o Series que se encuentren en circulación dentro del Programa no supere el monto total máximo de US$ 500.000.000 o su equivalente en otras monedas o unidades de valor. Cada Clase será objeto de un Suplemento de Precio que complementa estos Términos y Condiciones. Los términos y condiciones aplicables a una Clase y/o Serie de Títulos en particular son estos Términos y Condiciones con los complementarios y específicos introducidos por el Suplemento de Precio pertinente.

(c) **Otros términos y condiciones:** El Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables podrá complementar los términos y condiciones incluidos en la presente Sección, o agregar nuevos términos y condiciones, los que resultarán aplicables a la Clase y/o Serie particular de que se trate. Cuando se modificare un elemento esencial del Programa, dicha modificación será efectuada a través de un prospecto que modifique el Prospecto del Programa, y con la conformidad unánime de los Tenedores de Títulos afectados.

2. Interpretación

Definiciones: En estos Términos y Condiciones las siguientes expresiones tienen los significados -tanto en singular como en plural- que se indican a continuación:

"**Agente de Cálculo**" significa cualquier Persona especificada en el Suplemento de Precio pertinente como la parte responsable de calcular la(s) Tasa(s) de Interés y el(los) Monto(s) de Interés y/o cualquier otro monto(s) que pueda consignarse en el Suplemento de Precio pertinente.

"Argentina" significa la República Argentina.

"Denominación Mínima" tiene el significado que se le asigne en el Suplemento de Precio pertinente.

"Día Hábil" significa un día en el que los bancos comerciales minoristas en Argentina y los mercados autorizados en donde coticen o se negocien los Títulos y, en su caso, el agente de registro, se encuentran abiertos al público.

"Endeudamiento Relevante" significa todo endeudamiento por dinero en préstamo o toda garantía directa o indirecta y toda obligación (contingente o de otro tipo) de la Emisora por la suma en total de US$50.000.000 (Dólares estadounidenses cincuenta millones) o superior, con la salvedad de que el término "Endeudamiento Relevante" no incluirá el endeudamiento incurrido por la Emisora en el curso habitual de los negocios.

"Fecha de Comienzo de Intereses" significa la Fecha de Emisión de los Títulos o cualquier otra fecha indicada como la Fecha de Comienzo de Intereses en el Suplemento de Precio pertinente.

"Fecha de Emisión" tiene el significado establecido en el Suplemento de Precio pertinente.

"Fecha de Pago de Intereses" significa la fecha o las fechas especificadas en el Suplemento de Precio pertinente.

"Fecha de Rescate Opcional (Compra)" tiene el significado que se le asigna en el Suplemento de Precio pertinente.

"Fecha de Vencimiento" tiene el significado indicado en el Suplemento de Precio pertinente.

"Ley de Obligaciones Negociables" significa la ley Argentina Nº 23.576 de Obligaciones Negociables y sus modificatorias.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

"Monto de Rescate" significa, según corresponda el Monto de Rescate Anticipado (Rescate por Razones Impositivas), el Monto de Rescate Opcional (Rescate a Opción de la Emisora), el Monto de Rescisión Anticipada o cualquier otro monto que revista el carácter de monto de rescate cuando así lo indique el Suplemento de Precio pertinente o se determine de conformidad con sus cláusulas.

"Monto de Rescisión Anticipada" significa, con respecto a cualquier Título, su valor nominal o cualquier otro monto que pueda especificarse en estos Términos y Condiciones o en el Suplemento de Precio pertinente o determinarse conforme a ellos.

"Monto de Intereses" será, en relación con un Título y un Período de Intereses, el monto de intereses a pagar con respecto de dicho Título para dicho Período de Intereses.

"Monto de Rescate Opcional" significa, con respecto a cualquier Título, su valor nominal o cualquier otro monto que pueda especificarse en el Suplemento de Precio pertinente o determinarse conforme a dicho documento.

"Monto de Rescate Anticipado (Rescate por Razones Impositivas)" significa, con respecto a cualquier Título, su valor nominal o cualquier otro monto especificado en el Suplemento de Precio pertinente o determinado de conformidad con dicho documento.

"Período de Intereses" significa cada período comprendido entre la Fecha de Comienzo de Intereses (inclusive) o cualquier Fecha de Pago de Intereses y la Fecha de Pago de Intereses siguiente (exclusive).

"Persona" será una persona humana, empresa, sociedad anónima, sociedad de personas, *joint venture*, asociación, organización, estado o dependencia de un estado u otra entidad, ya sea que tengan o no personería jurídica independiente.

"Tasa de Interés o Tasa de Interés del Título" significa la tasa o las tasas (expresadas como un porcentaje anual) de intereses pagaderos con respecto a los Títulos que se especifique en el Suplemento de Precio respectivo, calculada de acuerdo con lo previsto en estos Términos y Condiciones y/o en el Suplemento de Precio pertinente.

En estos Términos y Condiciones: (i) se considerará que toda referencia a capital incluye el Monto de Rescate, cualquier monto adicional que la Emisora deba pagar conforme a la Subsección 9 (Impuestos), cualquier prima pagadera en relación con un Título y cualquier otro monto en concepto de capital pagadero conforme a estos Términos y Condiciones; y (ii) toda referencia a intereses se considerará que incluye cualquier monto adicional con respecto a intereses que pueda resultar pagadero conforme a la Subsección 9 (Impuestos) y cualquier otro monto en concepto de intereses pagaderos conforme a estos Términos y Condiciones.

3. Forma, denominación mínima, rango, garantía y titularidad de las Obligaciones Negociables

(a) **Forma y denominación mínima:** Las Obligaciones Negociables de cada Clase y/o Serie podrán estar representadas por títulos nominativos no endosables cartulares o ser emitidas en forma escritural, de acuerdo al artículo 31 de la Ley de Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables representadas en títulos globales o emitidas en forma escritural podrán ser depositadas y/o registradas en sistemas de depósito colectivo aceptados por la CNV. Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma de títulos globales provisorios canjeables por títulos definitivos globales o individuales en las denominaciones mínimas permitidas de conformidad con el presente Prospecto y según se determine en el Suplemento de Precio aplicable. De conformidad con lo dispuesto por la Ley de Nominatividad de Títulos Valores Nº 24.587 y sus modificatorias, las sociedades argentinas no pueden emitir títulos valores privados al portador. Conforme a ello, y en la medida en que dicha ley esté vigente, la Emisora sólo emitirá Obligaciones Negociables en forma nominativa no endosable bajo el Programa.

Los Títulos tendrán las denominaciones mínimas especificadas en el Suplemento de Precio pertinente, de conformidad con la normativa aplicable. La tenencia de Títulos solamente podrá ser por el valor nominal total de la denominación mínima especificada en el Suplemento de Precio pertinente y en múltiplos enteros de dicha denominación en exceso de la misma.

Las Obligaciones Negociables serán obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, subordinadas o no, garantizadas o no, según se especifique en el respectivo Suplemento de Precio, y cumplirán con los requisitos establecidos por el artículo 7 de la Ley de Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables podrán estar numeradas en forma correlativa, marcadas con letras o identificadas de otro modo conforme lo determinen los miembros del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora que firmen las Obligaciones Negociables.

Ante el acaecimiento de un Supuesto de Incumplimiento y la exigibilidad de un pago bajo las Obligaciones Negociables conforme lo previsto más adelante en esta Sección (a) los Tenedores de Obligaciones Negociables representadas por Títulos Globales depositados y/o registrados en sistemas de depósito colectivo podrán solicitar la entrega de Obligaciones Negociables Definitivas contra presentación del comprobante de tenencia (con bloqueo de la cuenta), salvo que en el Suplemento de Precio respectivo se

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

encuentre previsto de otra manera, en la sede de la Emisora previa cancelación de la cuenta respectiva y (b) los Tenedores de Obligaciones Negociables emitidas en forma escritural, podrán solicitar directamente al agente de registro el correspondiente comprobante del saldo de cuenta previsto en el inciso e) del artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales (con bloqueo de la cuenta) a efectos de efectuar cualquier tipo de reclamo. En el supuesto del inciso (a), las Obligaciones Negociables Definitivas se encontrarán a disposición del peticionante en la sede social dentro de los siguientes treinta (30) Días Hábiles de la presentación del pedido.

Conforme a lo dispuesto por el artículo 129 "in fine" de la Ley de Mercado de Capitales, los certificados de tenencia podrán ser emitidos por la entidad que administre el sistema de depósito colectivo en el cual se encuentren inscriptos los certificados globales, o bien por la entidad administradora de sistemas de depósito colectivo que tenga participaciones en el certificado global inscripto en un sistema de depósito colectivo administrado por otra entidad.

Reemplazo de Obligaciones Negociables. Las Obligaciones Negociables que fueran destruidas total o parcialmente, extraviadas o robadas serán reemplazadas contra entrega a la Emisora, si correspondiera, de las Obligaciones Negociables, o la entrega a la Emisora de prueba de la pérdida, robo o destrucción total a satisfacción de la Emisora. En el caso de una Obligación Negociable perdida, robada o destruida totalmente, podrá exigirse una indemnización a satisfacción de la Emisora, de corresponder, a costa del tenedor de dicha Obligación Negociable antes de emitirse una Obligación Negociable de reemplazo. Al emitirse una nueva Obligación Negociable, la Emisora podrá requerir el pago de una suma suficiente para cubrir cualquier impuesto u otra carga pública que pudiera ser fijada al respecto y cualquier otro gasto (incluidos los honorarios y los gastos de la Emisora, de corresponder, sus asesores legales y sus agentes) al respecto.

Conforme lo dispuesto en el art. 1852 y ss. del Código Civil y Comercial, en caso de deterioro, sustracción, pérdida y destrucción de los títulos valores o de sus registros, el titular deberá denunciar el hecho a la Emisora mediante escritura pública o por nota con firma certificada por notario o presentada personalmente ante la autoridad pública de control, una entidad en que se negocien los títulos valores o el BCRA, si es la propia Emisora. Deberá acompañar una suma suficiente, a criterio del Emisor, para satisfacer los gastos de publicación y correspondencia, con el contenido de información que se detalla en los incisos a) a e) del artículo 1855 del Código Civil y Comercial. La Emisora deberá suspender los efectos de los títulos con respecto a terceros bajo responsabilidad del peticionante, y entregar al denunciante constancia de su presentación y de la suspensión dispuesta (igual suspensión debe disponer, en caso de valores negociables ofertados públicamente, la entidad ante quien se presente la denuncia). Asimismo, deberá efectuar las publicaciones en el Boletín Oficial y en uno de los diarios de mayor circulación en la República Argentina, por un día, con las condiciones previstas en el Artículo 1857 del Código Civil y Comercial. Adicionalmente, la Emisora o la entidad que recibe la denuncia, estará obligado a comunicarla con la entidad en la que liste más cercana a su domicilio y, en su caso, a la Emisora en el mismo día de su recepción, y tratándose de títulos valores nominativos no endosables, dándose las condiciones previstas en el Artículo 1861 del Código Civil y Comercial, extender directamente un nuevo título valor definitivo a nombre del titular.

Acción ejecutiva. De acuerdo con lo previsto por el artículo 29 de la Ley de Obligaciones Negociables, los títulos representativos de las Obligaciones Negociables otorgan acción ejecutiva a sus tenedores para reclamar el capital e intereses impagos bajo los Títulos. De conformidad con lo previsto por el artículo 129 inciso (e) de la Ley de Mercado de Capitales, se podrán expedir comprobantes del saldo de cuenta a efectos de legitimar al titular para reclamar judicialmente, o, en su caso, ante jurisdicción arbitral correspondiente a los mercados autorizados por esta CNV donde eventualmente listen y se negocien las Obligaciones Negociables (en ejercicio de la función atribuida a los mercados, conforme lo dispuesto por el art. 32, inciso f) de la Ley de Mercado de Capitales); o, incluso mediante acción ejecutiva si correspondiere. Por otra parte, se podrán expedir comprobantes de los valores representados en certificados globales a favor de las personas que tengan una participación en los mismos, a los efectos y con el alcance antes indicado. Los comprobantes podrán ser emitidos por la entidad del país o del exterior que administre el sistema de depósito colectivo en el cual se encuentren inscriptos los certificados globales. Cuando entidades administradoras de sistemas de depósito colectivo tengan participaciones en certificados globales inscriptos en sistemas de depósito colectivo administrados por otra entidad, los comprobantes podrán ser emitidos directamente por las primeras.

(b) **Rango de las Obligaciones Negociables:** Los Títulos podrán ser emitidos con carácter subordinado o no subordinado. Los títulos constituirán obligaciones negociables bajo la Ley de Obligaciones Negociables. Los títulos no subordinados constituirán, sujeto a las leyes argentinas aplicables, obligaciones directas, generales e incondicionales de la Emisora, teniendo en todo momento el mismo grado de privilegio entre sí y al menos el mismo grado de privilegio que todas las demás obligaciones no garantizadas presentes o futuras de la Emisora, salvo respecto de ciertas obligaciones a las que las leyes argentinas le otorgan tratamiento preferencial y a excepción de las Obligaciones Negociables que se emitan con garantía especial, fija o flotante. Los títulos subordinados serán emitidos bajo los términos y condiciones de subordinación que se especifiquen en el Suplemento de Precio respectivo.

(c) **Garantía de los Títulos:** Las Obligaciones Negociables se podrán emitir con garantía flotante, especial o común, en los términos del Artículo 3 de la Ley de Obligaciones Negociables, de acuerdo con lo que sobre el particular indique el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

(d) **Titularidad de las Obligaciones Negociables:** La titularidad de las Obligaciones Negociables Nominativas se transferirá mediante la inscripción de dicha transferencia en el libro de registro (el "Registro") que lleve la Emisora o el agente de registro designado por la Emisora para actuar como agente de registro para una Clase y/o Serie particular. La Emisora y aquella persona que la Emisora pueda designar como agente de pago podrán considerar y tratar al Tenedor de cualquier Obligación Negociable, registrado de conformidad con las normas y procedimientos aplicables, como su titular absoluto.

Obligaciones Negociables Globales u Obligaciones Negociables Escriturales. En el supuesto que las Obligaciones Negociables se encontraren representadas en títulos globales o llevadas en forma escritural, las mismas podrán ser depositadas y/o registradas en la CVSA, Clearstream, Euroclear y The Depositary Trust Company o cualquier otro sistema de depósito colectivo que la CNV oportunamente autorice, según lo determine el Suplemento de Precio aplicable.

Registro. La Emisora o cualquier entidad que éste designe a tal efecto, mantendrá el Registro con respecto a las Obligaciones Negociables de acuerdo con la normativa vigente aplicable. El Tenedor de una Obligación Negociable Nominativa significa la persona a cuyo nombre esa Obligación Negociable Nominativa aparece en un momento determinado inscripta en el Registro. En el caso que las Obligaciones Negociables estén representadas por títulos globales o sean emitidas en forma escritural, y las mismas sean depositadas y/o registradas en la CVSA, de conformidad al régimen de depósito colectivo establecido por la Ley de Depósito Colectivo Nº 20.643 y el Reglamento Operativo de la CVSA, el Registro de dichas Obligaciones Negociables será llevado por dicha CVSA.

Transferencia de las Obligaciones Negociables Nominativas. Las Obligaciones Negociables Nominativas se transferirán mediante la entrega de la Obligación Negociable Nominativa correspondiente, en la oficina que establezca la Emisora bajo el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie particular y la inscripción prevista en el Registro que se llevará a tal efecto. Las Obligaciones Negociables Nominativas podrán transferirse únicamente en múltiplos integrales según las denominaciones mínimas autorizadas de cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables. Cuando se encuentre inscripta en el Registro cualquier prenda, carga o gravamen con respecto a una Obligación Negociable Nominativa y dicha Obligación Negociable Nominativa se transfiera, dicha transferencia quedará sujeta a esa prenda, carga o gravamen (que permanecerá en el Registro respecto de dicha Obligación Negociable Nominativa), y figurará en el reverso de dicha Obligación Negociable Nominativa, salvo que, o hasta tanto, un tribunal competente o el beneficiario de dicha prenda, carga o gravamen instruya u ordene lo contrario.

En los casos en que las Obligaciones Negociables Nominativas estén representadas en Certificados Globales o sean llevadas en forma escritural y se encuentren depositadas y/o registradas en CVSA, Clearstream, Euroclear y The Depositary Trust Company o cualquier otro sistema de depósito colectivo que la CNV oportunamente autorice y según se determine en el Suplemento de Precio, la transferencia de la titularidad de dichas Obligaciones Negociables se efectuará de conformidad con los procedimientos aplicables del sistema en el cual las Obligaciones Negociables se encuentren depositadas y/o registradas.

4. Colocación, Negociación y Oferta de las Obligaciones Negociables

La Emisora solicitará el listado y la negociación de las Obligaciones Negociables en mercados de valores locales autorizados por la CNV. Asimismo, las Obligaciones Negociables podrán ser listadas y/o negociarse en bolsas o mercados extranjeros, todo ello con sujeción a todas las leyes y reglamentaciones locales y extranjeras que resultaren de aplicación a tales efectos.

5. Compromisos

Mientras exista algún Título sin amortizar:

La Emisora deberá cumplir los términos de los compromisos que se indican a continuación:

(i) *Pago de capital e intereses*: La Emisora deberá pagar puntualmente a su vencimiento todo capital, interés o monto adicional relacionado con el capital, que deba pagarse en virtud de la Subsección 9 (Impuestos) sobre los Títulos de acuerdo con los Términos y Condiciones de los Títulos.

(ii) *Mantenimiento de la personería jurídica; Bienes*: La Emisora deberá cumplir las siguientes obligaciones: (a) mantener en vigencia su personería jurídica y todas las inscripciones que sean necesarias a tal fin, realizar todos los actos que sean necesarios para mantener todos sus derechos, prerrogativas, bienes o licencias necesarias para el desarrollo normal de su actividad y (b) conservar todos los bienes que sean utilizados o útiles para realizar su actividad en buen estado de uso; quedando entendido que esta obligación no tendrá por efecto exigir que la Emisora mantenga dicho derecho, prerrogativa, titularidad sobre los bienes o licencia, si la Emisora determina de buena fe que su mantenimiento o conservación ya no resulta necesaria o conveniente para el desarrollo de la actividad de la Emisora.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

(iii) *Cumplimiento de la ley*: La Emisora cumplirá todas las leyes, normas, reglamentos, disposiciones y resoluciones de cualquier organismo gubernamental con autoridad sobre la misma o sobre su negocio.

(iv) *Notificación de incumplimiento*: La Emisora notificará por escrito a los Tenedores de Títulos, inmediatamente después de que la Emisora tome conocimiento del acontecimiento y la continuación de cualquiera de las circunstancias previstas en la Subsección 10 (Supuestos de Incumplimiento), acompañando la notificación con una certificación de funcionario donde se indicarán en detalle dichas circunstancias y la medida que la Emisora se propone adoptar al respecto.

(v) *Mantenimiento de libros y registros*: La Emisora llevará libros, cuentas y registros de acuerdo con las normas contables que le sean aplicables.

(vi) *Estados Financieros y otra información contable y financiera:* La Emisora suministrará por los medios informativos habituales permitidos por la legislación aplicable la información contable y financiera requerida por las normas y regulaciones correspondientes.

(vii) *Seguros:* La Emisora asegurará en compañías aseguradoras sólidas, responsables y de primera línea, los montos pertinentes, cubriendo los riesgos que normalmente cubren las compañías que desarrollan negocios similares y que son titulares y/u operan bienes similares a los que poseen y/u operan la Emisora en las mismas áreas en las que la Emisora poseen y/u operan sus bienes.

(viii) *Contrataciones*: Conforme lo dispuesto bajo esta sección, la Emisora celebrará todos los contratos correspondientes en beneficio de los obligacionistas, incluyendo sin limitación, el contrato de fideicomiso (*indenture*) que se celebre de acuerdo con la estructura específica de la transacción de que se trate

(ix) *Rango de las Obligaciones Negociables*: A menos que un Suplemento de Precio indicara que el pago de las Obligaciones Negociables queda subordinado al cumplimiento de otras obligaciones de la Emisora, la Emisora asegurará que las obligaciones a su cargo en virtud de los Títulos tengan el mismo grado de privilegio para el pago que todas las demás deudas, no garantizadas y no subordinadas, presentes o futuras, de la Emisora, salvo respecto de ciertas obligaciones a las que las leyes argentinas le otorgan tratamiento preferencial y a excepción de las Obligaciones Negociables que se emitan con garantía especial, fija o flotante.

6. Intereses

(a) Obligaciones Negociables a tasa fija

(i) *Aplicación:* La presente será aplicable a los Títulos sólo si en el Suplemento de Precio se establece la aplicabilidad de las presentes disposiciones para Títulos a Tasa Fija.
(ii) *Devengamiento de intereses:* Los Títulos devengan intereses a partir de la Fecha de Comienzo de Intereses a la Tasa de Interés, a pagarse en forma vencida en cada Fecha de Pago de Intereses. Cada Título dejará de devengar intereses a partir de la fecha en que el respectivo Tenedor de Títulos o su representante reciba todas las sumas adeudadas en concepto de dicho Título o de la fecha en la que cualquier agente de pago hubiere recibido todos los montos adeudados en virtud de los Títulos.

(b) Obligaciones Negociables a tasa variable o con interés sujeto a la evolución de un activo financiero

(i) *Aplicación:* La presente será aplicable a los Títulos sólo si en el Suplemento de Precio se establece la aplicabilidad de las presentes disposiciones para Títulos a tasa variable o para Títulos con interés sujeto a la evolución de un activo financiero.
(ii) *Devengamiento de intereses:* Los Títulos devengan intereses a partir de la Fecha de Comienzo de Intereses a la Tasa de Interés, a pagarse por período vencido en cada Fecha de Pago de Intereses. Cada Título dejará de devengar intereses a partir de la fecha en que el respectivo Tenedor de Títulos o su representante reciba todas las sumas adeudadas con respecto a dicho Título o la fecha en la que cualquier agente de pago hubiere recibido todos los montos adeudados en virtud de los Títulos.
(iii) *Interés sujeto a la Evolución de un Activo Financiero:* Si en el respectivo Suplemento de Precio se indica que son aplicables las presentes disposiciones para Títulos con interés sujeto a la evolución de un activo financiero, la(s) Tasa(s) de Interés aplicables a los Títulos para cada Período de Intereses se determinará(n) en la forma indicada en el respectivo Suplemento de Precio.
(iv) *Tasa de interés máxima o mínima:* Si en el respectivo Suplemento de Precio se indica cualquier tasa de interés máxima o mínima, dicha Tasa de Interés en ningún caso podrá ser mayor que el máximo o menor que el mínimo indicado.
(v) *Cálculo del monto de intereses:* El agente de cálculo, en su caso, tan pronto como sea posible a partir del momento en que deba determinarse la Tasa de Interés con relación a cada Período de Intereses, deberá calcular el Monto de Intereses a pagar con respecto a cada Título por dicho Período de Intereses. El Monto de Intereses se calculará aplicando la Tasa de Interés de dicho Período de Intereses al monto de capital pendiente de pago de dicho Título durante dicho Período de Intereses.
(vi) *Cálculo de otros montos:* Cuando el respectivo Suplemento de Precio indique que cualquier otro monto debe ser calculado por el agente de cálculo, el agente de cálculo, tan pronto como sea posible a partir del momento en que deba

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

determinarse dicho monto, deberá calcular el monto respectivo. Dicho monto respectivo deberá ser calculado por el agente de cálculo en la forma que se indique en el respectivo Suplemento de Precio.
(vii) Notificaciones, etc: Toda notificación, dictamen, determinación, certificación, cálculo, tasación o decisión dada, expresada, realizada u obtenida por el agente de cálculo a los efectos de la presente Subsección, (salvo error manifiesto) obligará a la Emisora, a los agentes de pago y a los Tenedores de Títulos, quedando entendido que el agente de cálculo no incurrirá en responsabilidad alguna frente a dicha Persona con relación al ejercicio o falta de ejercicio por parte del agente de cálculo de sus facultades, deberes y discrecionalidad para dichos fines, salvo en caso de incumplimiento doloso. Toda notificación que deba hacer el agente de cálculo conforme lo aquí previsto será cumplida a través de su publicación en el Boletín del mercado autorizado correspondiente.

(c) **Intereses punitorios**

El Suplemento de Precio particular con relación a una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables bajo el Programa podrá determinar el pago de intereses punitorios a una tasa determinada a partir de la mora en el cumplimiento de las obligaciones de la Emisora, de acuerdo con lo con lo estipulado en un Suplemento de Precio particular.

7. Rescate y compra

(a) *Cancelación de los Títulos*: Salvo que los Títulos se hayan rescatado, comprado o cancelado con anterioridad, los Títulos se pagarán en la Fecha de Vencimiento.

(b) *Rescate por razones impositivas*: Los Títulos emitidos en cada clase y/o serie podrán rescatarse en forma total, pero no parcial, a opción de la Emisora en cualquier momento mediante notificación a los Tenedores de Títulos con una anticipación mínima de 30 días y máxima de 60 días (notificación que será irrevocable), a su Monto de Rescate Anticipado (Rescate por Razones Impositivas), junto con los intereses devengados (si los hubiera) hasta la fecha fijada para el rescate, si:

(i) la Emisora está o estuviera obligada a pagar Montos Adicionales según lo establecido o referido en la Subsección 9 (Impuestos) como resultado de cualquier cambio o reforma de las leyes o reglamentos de la República Argentina o de cualquier subdivisión política o autoridad de o dentro de la misma con facultades tributarias, o cualquier cambio en la aplicación o interpretación oficial de dichas leyes o reglamentos (inclusive cualquier fallo dictado por un tribunal competente), o cualquier cambio en virtud de cualquier dictamen u opinión de cualquier autoridad fiscal competente, cuando dicho cambio o reforma entre en vigencia o la Emisora considerase que dicho cambio o reforma entrará en vigencia, en o después de la fecha de emisión de una determinada Clase y/o Serie de Títulos; y
(ii) la Emisora no puede evitar incurrir en dicha obligación mediante la adopción razonable de medidas a su disposición,

La Emisora deberá poner a disposición de los Tenedores de Títulos un dictamen de asesores independientes de reconocido prestigio, expresando que la Emisora está o estará razonablemente obligada a pagar tales Montos Adicionales como resultado de dicho cambio o reforma.

(c) *Rescate a opción de la Emisora*: Cuando se indique en el respectivo Suplemento de Precio la aplicabilidad de un Rescate Opcional, los Títulos podrán rescatarse a opción de la Emisora, a la par o por sobre la par, en todo o, si se indicara en el respectivo Suplemento de Precio, en parte, en cualquier Fecha de Rescate Opcional mediante el pago del Monto de Rescate Opcional, debiendo mediar notificación a los Tenedores de Títulos con una anticipación mínima de 30 días y máxima de 60 días, notificación que será irrevocable y obligará a la Emisora a rescatar los Títulos o, según sea el caso, los Títulos indicados en dicha notificación, en la respectiva Fecha de Rescate Opcional al Monto de Rescate Opcional, junto con los intereses devengados (si los hubieran) hasta dicha fecha.

(d) *Rescate parcial*: Si los Títulos deben rescatarse sólo en parte en cualquier fecha según lo establecido en la Subsección 7(c) (Rescate a opción de la Emisora), los Títulos se rescatarán en forma proporcional a su capital, respetándose el principio de la igualdad de trato, quedando entendido no obstante que el valor de rescate de cada Título deberá ser igual a la Denominación Mínima de los mismos o un múltiplo entero de dicha denominación mínima, en todos los casos según lo establecido en todas las leyes y normas de cualquier bolsa en la que coticen los Títulos.

(e) *Ninguna otra forma de rescate*: La Emisora no rescatará los Títulos de otro modo que no sea el establecido precedentemente en los incisos (b) y (c).

(f) *Cancelación luego del rescate*: Todos los Títulos rescatados por la Emisora se cancelarán y no podrán ser reemitidos o revendidos.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

(g) *Compra*: La Emisora o cualquiera de sus respectivas subsidiarias podrá, en cualquier momento, comprar Títulos en el mercado abierto o de cualquier otro modo al precio que sea.

8. Pagos

(a) *Capital*: Los pagos de capital se efectuarán en la Fecha de Vencimiento conforme se estipule en el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables bajo el Programa.

(b) *Intereses*: Los pagos de intereses se efectuarán en la Fecha de Vencimiento conforme se estipule en el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables bajo el Programa.

(c) *Fechas de Pago:* Si la Fecha de Vencimiento establecida para el pago de capital o de intereses recayera en un día que no fuera un Día Hábil, el pago será efectuado el primer Día Hábil siguiente, en cuyo caso no se generarán intereses durante el período comprendido entre la Fecha de Vencimiento y la fecha efectiva de pago.

(d) *Domicilio y forma del Pago. Agente de pago:* Excepto que se establezca lo contrario en un Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie bajo el Programa, los pagos serán realizados por la Emisora en su domicilio, en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, o en el domicilio que la Emisora designe en un Suplemento de Precio particular, o en el domicilio del agente de pago que designare la Emisora en relación con una Clase y/o Serie particular bajo el Programa. Los pagos podrán realizarse mediante cheque o transferencia cablegráfica o mediante acreditación de las sumas en las cuentas de los Tenedores, de acuerdo con lo que establezca sobre el particular el Suplemento de Precio respectivo.

(e) *Procedimiento para el Pago:* En el caso en que la Emisora hubiere designado en el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie bajo el Programa un agente de pago, éste efectuará el pago a los Tenedores, en el supuesto en que previamente la Emisora le hubiere provisto de los fondos suficientes a tales efectos, en la moneda de que se trate.

(f) *Pagos sujetos a leyes tributarias*: Todos los pagos que deban efectuarse con respecto a los Títulos estarán sujetos en todos los casos a las leyes Argentinas, sin perjuicio de lo dispuesto en la Subsección 9 (Impuestos).

(g) *Fecha de Registro*: Cada pago que deba realizarse con respecto a un Título se efectuará a la persona indicada como Tenedor en el Registro en el momento de la apertura de las operaciones en el domicilio del agente de registro, el Día Hábil inmediato anterior a la Fecha de Vencimiento de dicho pago (la "Fecha de Registro"). Los pagos finales de capital de cualquier Obligación Negociable emitida conforme al Programa se efectuarán contra la presentación y entrega de las Obligaciones Negociables Nominativas. En el caso de que se trate de Obligaciones Negociables registradas en sistemas de depósito colectivo, los pagos se realizarán conforme a los procedimientos aplicables al sistema de que se trate.

Pagos de Obligaciones Negociables en moneda extranjera: En el caso de que en cualquier fecha de pago respecto de las Obligaciones Negociables denominadas en una moneda que no fuera el peso, existieran restricciones o prohibiciones para acceder al mercado de cambios argentino, la Emisora pagará tanto el capital como los intereses de las Obligaciones Negociables, en la medida de lo permitido por la normativa aplicable, en la moneda extranjera en la que se hubieran emitido las Obligaciones Negociables, a través de la compra, con pesos, de bonos de la Argentina denominados en dicha moneda, y la transferencia y venta de dichos instrumentos fuera de la Argentina; o mediante cualquier otro procedimiento legal permitido por la ley en la Argentina para la compra de moneda extranjera y su transferencia al exterior, quedando todos los costos e impuestos en relación con estos procedimientos a cargo de la Emisora.

9. Impuestos - Montos Adicionales:

Salvo que se determine lo contrario en el correspondiente Suplemento de Prospecto, todos los pagos de capital e intereses respecto de los Títulos se harán sin retenciones o deducciones por o a cuenta de cualesquiera impuestos, tasas, cargas, contribuciones, retenciones, transferencia de impuestos o fondos, gravámenes u otras cargas gubernamentales (incluyendo penalidades, intereses y otras obligaciones relacionadas a lo antedicho) de cualquier naturaleza, presentes o futuros, impuestas, gravadas, cobradas, retenidas o exigidas a nombre de la Argentina o cualquier autoridad en o de dicho país con poder para gravar impuestos o por cualquier organización de la cual la Argentina sea miembro en el presente o en el futuro ("Impuestos"), salvo que se requiera que tales Impuestos sean retenidos o deducidos por ley o la aplicación o interpretación de la misma. En el caso de que se requiera que tales Impuestos sean retenidos o deducidos por ley o por interpretación oficial o aplicación de la misma, la Sociedad pagará los montos adicionales necesarios para que los tenedores de Títulos reciban los montos que habrían percibido de no haberse requerido tal retención o deducción ("Montos Adicionales"), con la salvedad que no deberán pagarse Montos Adicionales respecto de un inversor (o a un tercero en nombre de un inversor):

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

(a) cuando dicho inversor sea responsable del pago de esos Impuestos en relación con sus Obligaciones Negociables en razón de mantener alguna conexión con Argentina, una jurisdicción provincial o local, o con la Sociedad, distinta de la simple titularidad de esas Obligaciones Negociables o el recibo del pago pertinente respecto de las mismas;

(b) respecto de retenciones o deducciones sobre ningún título valor por o a cuenta de o en nombre de un tenedor o beneficiario de las obligaciones negociables con respecto a impuestos establecidos en virtud de que dicha persona sea residente de, o hubiera invertido en las obligaciones negociables con fondos provenientes de una jurisdicción distinta de una jurisdicción cooperante (tal como dicho término sea definido bajo la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina y su regulación, y también incluyendo cualquier jurisdicción que sea listada como "no cooperante" o como jurisdicción de baja o nula tributación o cualquier otra definición de la Ley de Impuesto a las Ganancias de Argentina o la regulación emitida bajo dicha ley que se incluya en el futuro);

(c) respecto de Impuestos Argentinos que no hubieran sido determinados de no ser por el incumplimiento del tenedor o titular beneficiario de una Obligación Negociable de cumplir con cualquier requisito de certificación, identificación, información, documentación u otro requisito de presentación de información (dentro de los 30 días siguientes a un requerimiento de cumplimiento por escrito del Banco al tenedor) si dicho cumplimiento fuera exigido por ley, regulación, práctica administrativa aplicable o un tratado aplicable como condición previa a la exención de Impuestos Argentinos, o reducción en la tasa de deducción o retención de Impuestos Argentinos;

(d) respecto de cualquier impuesto sobre el patrimonio sucesorio, herencia, donación, venta, transferencia, bienes personales, o impuesto o gravamen similar o carga pública;

(e) respecto de Impuestos Argentinos que resulten pagaderos de otra forma que no sea mediante retención del pago de capital, prima, si hubiera, o intereses sobre las Obligaciones Negociables;

(f) respecto de Impuestos Argentinos que no hubieran sido determinados de no ser por el hecho de dicho tenedor de haber presentado una Obligación Negociable para su pago (cuando se requiera la presentación) más de 30 días después de (x) la fecha de vencimiento del pago;

(g) toda combinación de los puntos (a) a (f) anteriores;

Salvo que se determine lo contrario en el correspondiente Suplemento de Prospecto, la Sociedad pagará todos los impuestos de sellos o demás impuestos documentarios u otras tasas de naturaleza similar, si hubiera, gravadas en la Argentina o en cualquier jurisdicción a través de la cual se realicen pagos bajo los Títulos. La Sociedad también indemnizará a los tenedores de Títulos de y contra todo impuesto de sellos, a la emisión, registro, tasa de justicia u otros impuestos y tasas similares, incluidos los intereses y penalidades, pagados por cualquiera de ellos en Argentina en relación con cualquier acción adoptada por el Fiduciario, si lo hubiere, o los Tenedores para exigir el cumplimiento de las obligaciones de la Sociedad bajo dichos Títulos.

10. Supuestos de Incumplimiento

En el caso de que ocurra y subsista cualquiera de los siguientes acontecimientos:

(a) *Falta de pago*: que la Emisora no pague cualquier monto de capital con respecto a los Títulos dentro de los sesenta (60) días de la Fecha de Vencimiento para el pago del mismo, o no pague cualquier monto de intereses con respecto a los Títulos dentro de los sesenta (60) días de la Fecha de Vencimiento del pago de los mismos, o

(b) *Incumplimiento de otras obligaciones*: que la Emisora deje de cumplir o realizar cualquiera de las demás obligaciones a su cargo en virtud de los Títulos y dicho incumplimiento no sea subsanado dentro de los sesenta (60) días de recibir notificación escrita del hecho, dirigida por Tenedores que representen por lo menos el 25% del capital impago de las Obligaciones Negociables en cuestión en circulación; o

(c) *Incumplimiento de otras deudas de la Emisora*:

- que la Emisora no pagara a su vencimiento, el capital, prima los gastos de precancelación (si correspondieran) o los intereses bajo cualquier Endeudamiento Relevante de la Emisora dentro de los ciento veinte (120) días posteriores a su vencimiento o (según sea el caso), dentro de cualquier plazo de gracia que se haya convenido inicialmente; el mayor entre ambos.
- que la Emisora no pague dentro de los ciento veinte (120) días posteriores a la recepción de la correspondiente intimación de pago, cualquier monto que deba pagar en virtud de una garantía otorgada a un tercero por un Endeudamiento Relevante; o (según sea el caso), dentro de cualquier plazo de gracia que se haya convenido inicialmente; el mayor entre ambos.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

(d) *Falta de cumplimiento de una sentencia firme y consentida*: que se dicte una o más sentencias que se encuentren firmes y consentidas condenando a efectuar el pago a la Emisora por un monto superior a US$20.000.000 (Dólares estadounidenses veinte millones), y continúe sin ser satisfecha o suspendida en sus efectos en el plazo de 60 días a partir de la fecha en la cual dicha sentencia fuere notificada a la Emisora; o

(e) *Quiebra, etc*: que la Emisora (a) presentaran una petición de quiebra o concurso conforme a cualquier ley aplicable en materia de quiebras, concursos u otra ley similar vigente actualmente o en el futuro, o (b) efectuara cualquier cesión general en beneficio de los acreedores; o

(f) *Garantía no vigente*: que los Títulos sean indicados en el respectivo Suplemento de Precio como Títulos con garantía, y dicha garantía no se encuentre en plena vigencia.

En tal caso, y sin perjuicio de lo que oportunamente se especifique en los Suplementos de Precio correspondientes a cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, los Tenedores que totalicen al menos el treinta y cinco (35%) del capital impago de las Obligaciones Negociables en circulación emitidas bajo una Clase y/o Serie, mediante notificación escrita dirigida a la Emisora, podrán declarar las Obligaciones Negociables respectivas de plazo vencido y pagaderas de inmediato. En caso que hubiera ocurrido el supuesto de incumplimiento establecido en el inciso (e) precedente, las Obligaciones Negociables en circulación vencerán y serán pagaderas en forma inmediata. En dichos supuestos, las Obligaciones Negociables respectivas serán pagaderas de inmediato al Monto de Rescisión Anticipada, junto con los intereses devengados (si hubieran), sin necesidad de otro acto o formalidad alguna.

11. Prescripción

El derecho al pago de capital e intereses bajo las Obligaciones Negociables contra la Emisora prescribirá a los cinco (5) y dos (2) años respectivamente de la fecha a partir de la cual dicho capital o intereses hubieran debido ser pagados por la Emisora.

12. Agentes

Los agentes que la Emisora designe respecto de una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables bajo el Programa actúan exclusivamente como representantes de la Emisora no asumiendo obligación alguna hacía, ni relación de representación o fideicomiso alguno con, Tenedor de Títulos alguno.

La Emisora se reserva en todo momento el derecho a variar o rescindir la designación de cualquier agente, y a designar agentes adicionales o sucesores; estableciéndose, sin embargo, que:

- la Emisora deberá tener en todo momento un agente de registro; y
- si se indicara un agente de cálculo en el respectivo Suplemento de Precio, la Emisora deberá tener en todo momento un agente de cálculo; y
- si y mientras los títulos se encuentren aceptados para su listado, comercialización y/o tasación por parte de cualquier autoridad competente, bolsa de valores y/o sistema de listado que requiera la designación de un agente de pago y/o un agente de transferencia en cualquier lugar en particular, la Emisora deberá tener un agente de pago y/o un agente de transferencia en el lugar exigido por dicha autoridad competente, bolsa de valores y/o sistema de listado.

Cualquier cambio de cualquiera de los agentes deberá notificarse de inmediato a los Tenedores de Títulos mediante publicación en el Boletín del mercado autorizado correspondiente.

13. Modificación a los términos y condiciones de los Títulos

La Emisora podrá convocar a asambleas de tenedores de una o más Clase y/o Serie de Títulos, a los efectos de modificar los términos y condiciones de los mismos. Las asambleas de tenedores de Títulos deberán ser convocadas y celebradas en base a los requisitos dispuestos en la Ley de Obligaciones Negociables, Normas de la CNV aplicables y requisitos dispuestos por los mercados de valores en los cuales liste la Clase y/o Serie de Títulos respectiva, si fuera el caso. Las asambleas de tenedores de Títulos podrán celebrarse en forma simultánea en Buenos Aires y otras jurisdicciones, conforme se especifique en el Suplemento de Prospecto correspondiente, por medio de un sistema de telecomunicaciones que les permita a los participantes escucharse mutuamente y hablar unos con otros, y cualquiera de tales asambleas simultáneas se reputarán como una única asamblea a efectos de la determinación del quórum y porcentajes de voto aplicables a cada asamblea. Las modificaciones y reformas a los Títulos de una Clase y/o Serie podrán efectuarse, con la aprobación de los tenedores de Títulos de por lo menos una mayoría del capital total de dicha Clase y/o Serie de los Títulos o de todas las Clases y Series emitidas bajo el Programa al cual la obligación, compromiso, Evento de Incumplimiento u otro término que es el objeto de dicha modificación, reforma o renuncia resulta aplicable, mientras estén vigentes, presentes o representados en ese momento en una asamblea extraordinaria de los tenedores de Títulos de la Clase relevante, celebrada de conformidad con las

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

normas aplicables o mediante el procedimiento contemplado en el párrafo debajo. Será de aplicación el Art. 14 de la Ley de Obligaciones Negociables. Las asambleas de Tenedores de Títulos de una Clase podrán ser ordinarias o extraordinarias. Las modificaciones a los términos y condiciones de los Títulos de una Clase podrán ser aprobadas solamente en el seno de una asamblea extraordinaria, o mediante el procedimiento contemplado en el párrafo debajo en caso que la mayoría exigible para una asamblea extraordinaria se exprese por un medio fehaciente que asegure a todos los obligacionistas la debida información previa y el derecho a manifestarse. El quórum en cualquier asamblea en primera convocatoria se constituirá con las personas que tengan o representen el 60% (en el caso de una asamblea extraordinaria) o una mayoría (en el caso de una asamblea ordinaria) del monto total de capital que permanezca impago de los Títulos de la Clase y/o Serie relevante y en cualquier asamblea en segunda convocatoria serán las personas que tengan o representen el 30% del monto total de capital que permanezca impago de los Títulos de la Clase y/o Serie relevante (en el caso de asambleas extraordinarias) o las personas presentes en tal asamblea (en caso de asamblea ordinaria). En una asamblea en la cual esté presente un quórum según lo precedentemente descripto, cualquier resolución para modificar o reformar o para renunciar al cumplimiento con, cualquier disposición será efectivamente adoptada y decidida si cuenta con la aprobación de las personas con derecho a votar una mayoría del capital total de los Títulos de la Clase y/o Serie relevante presentes en la asamblea y debidamente representados, en su caso, para votar en la misma, salvo que se determine una mayoría especial en el correspondiente Suplemento de Prospecto.

Cualesquiera modificaciones, reformas o renuncias bajo los Títulos serán concluyentes y obligatorias para los Tenedores de los Títulos de cada Clase y/o Series afectados por ellas, hayan aprobado o no y hayan estado presentes o no en cualquier asamblea, y también lo será para todos los futuros Tenedores de Títulos de tal Clase y/o Serie afectados por ella, se anote o no la modificación, reforma o renuncia en cuestión en dichos Títulos. La mayoría exigible de obligacionistas podrá expresarse sin necesidad de asamblea, por un medio fehaciente que asegure a todos los obligacionistas la debida información previa y el derecho a manifestarse. En tal caso, toda referencia de la presente a la asamblea se entenderá aplicable al régimen alternativo.

14. Otras emisiones. Reapertura de una Clase de Obligaciones Negociables ya emitida bajo el Programa

La Emisora podrá oportunamente, sin el consentimiento de los Tenedores de Títulos de una determinada Clase y/o Serie ya emitida bajo el Programa, crear y emitir Obligaciones Negociables bajo otra Clase y/o Serie, las que podrán tener los mismos términos y condiciones de emisión que los Títulos emitidos respecto de una determinada Clase y/o Serie (con excepción del plazo).

A su vez, la Emisora podrá, con la previa autorización de la CNV, reabrir una determinada Clase de Obligaciones Negociables ya emitida bajo el Programa, ampliando el monto de emisión de dicha Clase, siéndole aplicables a las nuevas Obligaciones Negociables que se emitieran como resultado de la reapertura de la Clase términos idénticos a los de las demás Series de dicha clase. No obstante ello, ciertas condiciones de la emisión primaria original podrán ser modificadas, entre ellas, la fecha de emisión, el precio de emisión, las leyendas de circulación restringida, en su caso, y la fecha de pago de intereses inicial. La Emisora determinará los términos específicos de cada Clase y/o Serie en un Suplemento de Precio de este Prospecto.

15. Notificaciones

Las notificaciones dirigidas a los Tenedores de Títulos serán válidas si se publican en el Boletín del mercado o entidad autorizada correspondiente. Asimismo, dichas notificaciones deberán ser publicadas en la Autopista de Información Financiera de la CNV (AIF). Los gastos de publicación de cualquier convocatoria correrán por cuenta 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 los Títulos, si hubieran.

16. Redondeo

A los fines de cualquier cálculo referido en los presentes Términos y Condiciones todos los porcentajes que resulten de dichos cálculos se podrán redondear, de ser necesario, de acuerdo con lo que disponga el Suplemento de Precio particular correspondiente a una Clase.

17. Ley aplicable y jurisdicción

(a) *Ley aplicable*: Salvo que se establezca lo contrario en un Suplemento de Precio, la ley argentina resultará de exclusiva aplicación a las Obligaciones Negociables y a todas las obligaciones de la Emisora y los derechos de los tenedores en relación con cualquier emisión de Obligaciones Negociables bajo el Programa. En particular, la Ley de Obligaciones Negociables resultará aplicable con relación a los requisitos necesarios para que los Títulos califiquen como tales bajo dicha ley. Por su parte, la Ley General de Sociedades y demás normativa argentina aplicable -incluyendo pero no limitado a la Ley de Mercado de Capitales y a las Normas de la CNV- resultarán de aplicación con relación a la capacidad de la Emisora

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

para emitir y colocar los Títulos, las cuestiones relativas a la celebración de las asambleas de Tenedores de Títulos y a la autorización para la oferta pública de los Títulos por parte de la CNV.

Asimismo, los términos y condiciones de una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables podrán regirse por las leyes del Estado de Nueva York, Estados Unidos de Norteamérica o por la ley de cualquier otra jurisdicción, según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente, y en cada contrato de fideicomiso (*indenture*) que se celebre de acuerdo con la estructura específica de la transacción de que se trate, con excepción de las cuestiones relacionadas con los requisitos necesarios para que las Obligaciones Negociables y las cuestiones relativas a los requisitos legales necesarios para que las Obligaciones Negociables califiquen como tales de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables, así como aquellas cuestiones relacionadas con la autorización de oferta pública de las mismas y aquellas relativas a las asambleas, las cuales se regirán por la legislación argentina.

(b) *Tribunales*: Salvo que se establezca lo contrario en el Suplemento de Precio aplicable a una Clase y/o Serie, y sujeto a lo previsto en la Subsección 17(c) (Derecho de los Tenedores de Títulos a iniciar acciones legales), los tribunales de Argentina tendrán jurisdicción exclusiva para dirimir cualquier controversia (una "Controversia") originada en, o con relación a, los Títulos.

(c) *Derecho de los Tenedores de Títulos a iniciar acciones legales:* Sin perjuicio de lo dispuesto precedentemente, en virtud de lo previsto por el Artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, los Tenedores de Títulos podrán someter cualquier Controversia por ante el Tribunal de Arbitraje de la BCBA.

(d) *Jurisdicción extranjera*. Las controversias que se originen con relación a las Clases y/o Series de Obligaciones Negociables podrán supeditarse por la jurisdicción del Estado de Nueva York, Estados Unidos de Norteamérica u otra jurisdicción, según se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente, y en cada contrato de fideicomiso (*indenture*) que se celebre.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

FACTORES DE RIESGO

Resumen de Factores de Riesgo

La Emisora está sujeta a diversos riesgos relacionados con su negocio que se describen en "Factores de Riesgo" y en otras partes de este Prospecto. Estos riesgos podrían repercutir significativa y adversamente en el negocio, los resultados de las operaciones, la situación financiera y las perspectivas a futuro de la Emisora. Entre estos riesgos, los más relevantes son los que se detallan a continuación:

Riesgos relacionados con Argentina

- Sustancialmente todos los ingresos de la Emisora son generados en Argentina y, por lo tanto, dependen en gran medida de las condiciones económicas y políticas de Argentina. La incertidumbre política en cuanto a las medidas que habrá de adoptar el gobierno argentino podría afectar las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias o sociales en Argentina.
- El Peso Argentino califica como una moneda de una economía hiperinflacionaria, y la Emisora está obligada a reexpresar sus estados financieros históricos para aplicar ajustes por inflación, lo que podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones y su situación financiera, así como la de sus subsidiarias argentinas.
- Las grandes fluctuaciones en el valor del peso podrían afectar adversamente la economía argentina y, en consecuencia, los resultados de las operaciones de la Emisora.
- Los controles de cambio y las restricciones al ingreso y salida de capitales podrían limitar la disponibilidad del crédito internacional y podrían amenazar el sistema financiero, afectando adversamente la economía argentina y, en consecuencia, las actividades comerciales de la Emisora.
- La capacidad de Argentina de obtener financiación de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su posibilidad de implementar reformas y sostener el crecimiento económico, y podría tener un impacto negativo sobre la situación financiera o flujos de fondos de la Emisora.
- La economía argentina podría verse afectada adversamente por los acontecimientos económicos de otros mercados y por los efectos "contagio" más generalizados.
- La Emisora puede quedar expuesta a efectos adversos derivados de conflictos geopolíticos a nivel mundial.
- El sistema bancario argentino puede estar sujeto a inestabilidad, lo que podría afectar las operaciones de la Emisora.
- Si los riesgos reales y percibidos sobre deterioro institucional y corrupción no son abordados debidamente, ello podría afectar negativamente la economía y la situación financiera de Argentina, lo que a su vez podría afectar negativamente los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Riesgos Relacionados con el Sector Eléctrico Argentino

- El gobierno argentino ha intervenido el sector eléctrico en el pasado y es probable que esa intervención continúe.
- Los cambios en los marcos regulatorios en virtud de los cuales la Emisora vende su electricidad pueden afectar su situación financiera y los resultados de las operaciones.
- En el pasado reciente, no hemos podido cobrar los pagos, o cobrarlos a tiempo, de CAMMESA y otros clientes del sector de la energía eléctrica
- En Argentina existen ciertas restricciones al transporte y la distribución de energía eléctrica que afectan de manera adversa la capacidad de las empresas generadoras de inyectar toda la energía que pueden producir, lo que deriva en una reducción de las ventas.
- Las restricciones al suministro de energía podrían afectar negativamente la economía argentina.
- La Emisora opera en un sector altamente regulado que impone significativos costos a sus negocios y podría ser objeto de multas y penalidades, que a su vez podrían tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de sus operaciones.
- Riesgos a los que podría verse expuesto el negocio de la Emisora como consecuencia del cambio tecnológico en el mercado energético.
- La competencia en el sector eléctrico argentino podría afectar adversamente el resultado de las operaciones de la Emisora.

Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora

- Los resultados de la Emisora dependen principalmente de la remuneración establecida por la Secretaria de Energía y obtenida de CAMMESA.
- Ciertos factores ajenos al control de la Emisora podrían afectar o demorar los proyectos adjudicados o alterar los planes de ampliación de sus plantas existentes.
- Las actividades pueden requerir de importantes inversiones en bienes de capital para satisfacer requisitos de mantenimiento

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

permanente y para la ampliación de la capacidad de generación instalada de la Emisora.

- Determinadas cláusulas de los endeudamientos de la Emisora podrían restringir negativamente su flexibilidad financiera y operativa.
- Es posible que la Emisora no pueda refinanciar su deuda pendiente, o que las condiciones de refinanciación sean materialmente menos favorables que las actuales, lo que tendría un efecto material adverso en su negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.
- La falta de renovación o recisión anticipada del Contrato de Concesión HPDA podría afectar negativamente el resultado de las operaciones de la Emisora.
- La participación de la Emisora en TJSM y TMB se diluyó y su participación en CVOSA se diluirá significativamente.
- Las variaciones futuras en la cantidad de precipitaciones en la cuenca del Río Limay pueden afectar adversamente los ingresos provenientes de la concesión de Piedra del Águila y, por ende, los resultados financieros de la Emisora.
- La capacidad de la Emisora de operar parques eólicos y solares en forma rentable depende, en gran medida, de la existencia de condiciones eólicas, solares y climáticas asociadas adecuadas.
- El cambio climático y la transición energética podrían afectar el negocio de la Emisora.
- Nuestras centrales eléctricas y activos forestales están sujetos al riesgo de averías mecánicas y eléctricas y a diversas catástrofes, y cualquier indisponibilidad resultante puede afectar a nuestra capacidad para cumplir nuestros compromisos contractuales y de otro tipo y, por tanto, afectar negativamente a nuestra actividad y a nuestros resultados financieros.
- Los seguros contratados por la Emisora podrían no cubrir plenamente los daños y la Emisora podría no ser capaz de obtener seguros contra ciertos riesgos.
- La Emisora puede estar expuesta a litigios y/o procedimientos administrativos que pueden afectar adversamente su situación financiera y el resultado de las operaciones.
- La demanda de energía eléctrica es estacional, mayormente, a causa de factores climáticos.
- La Emisora podría realizar adquisiciones e inversiones para ampliar o complementar sus operaciones lo que podría derivar en dificultades operativas o afectar de otro modo de manera adversa su situación financiera y los resultados de las operaciones.
- Si la Emisora decidiera adquirir en el futuro otra compañía del sector energético, es posible que dicha adquisición se encuentre sujeta a la aprobación de la CNDC.
- La Emisora depende de su personal directivo y otros empleados claves para su desempeño actual y futuro
- La Emisora podría verse afectada por medidas significativas tomadas por los sindicatos de trabajadores.
- El equipamiento, las instalaciones y las operaciones de la Emisora se encuentran sujetos a regulaciones sobre medio ambiente, seguridad e higiene.
- La Emisora está sujeta a la normativa en materia de lucha contra la corrupción, el soborno y el lavado de dinero, además de a otras leyes y reglamentaciones.
- Un ciberataque podría afectar negativamente los negocios, el balance, los resultados de las operaciones y el flujo de efectivo de la Emisora
- La capacidad de la Emisora de generar electricidad en sus plantas de generación termoeléctrica depende en parte de la disponibilidad de gas natural y, en menor medida, de combustible líquido.
- El brote de una enfermedad podría tener consecuencias adversas significativas para las operaciones de la Emisora, incluidos nuevos proyectos.

Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables

- Las Obligaciones Negociables estarán efectivamente subordinadas al pago del endeudamiento garantizado de la Emisora.
- Es posible que no se desarrolle un mercado activo para las Obligaciones Negociables.
- Riesgo relacionado con la volatilidad y los acontecimientos en otros países.
- Los controles cambiarios y las restricciones a las transferencias al exterior podrían perjudicar la capacidad de la Emisora para realizar pagos bajo las Obligaciones Negociables que se encuentren denominadas en moneda extranjera.
- La Emisora podrá rescatar las Obligaciones Negociables antes del vencimiento.
- Es posible que la calificación de crédito de la Emisora no refleje todos los riesgos de invertir en las Obligaciones Negociables.

FACTORES DE RIESGO DETALLADOS

Se aconseja al inversor considerar cuidadosamente los factores de riesgo enumerados a continuación así como la restante información contenida en el presente Prospecto, junto con sus modificaciones y agregados, en oportunidad de tomar cualquier decisión referente a la inversión en las Obligaciones Negociables, a la Emisora y a la Argentina.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Cualquiera de los siguientes riesgos podría afectar negativamente la situación financiera o los resultados de las operaciones comerciales de la Emisora. En tal caso, el inversor podría perder toda o parte de su inversión original.

Riesgos relacionados con Argentina

Sustancialmente todos los ingresos de la Emisora son generados en Argentina y, por lo tanto, dependen en gran medida de las condiciones económicas y políticas de Argentina. La incertidumbre política en cuanto a las medidas que habrá de adoptar el gobierno argentino podría afectar las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias o sociales en Argentina.

Central Puerto es una sociedad anónima argentina. Todos los activos y las operaciones de la Emisora están ubicados en Argentina. Por ello, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora dependen, en gran medida, de las condiciones macroeconómicas, regulatorias, sociales y políticas imperantes en Argentina, incluyendo, a título enunciativo: (i) la demanda internacional y el precio de las exportaciones de materias primas de Argentina; (ii) la competitividad y eficiencia de industrias y servicios nacionales; (iii) la estabilidad y competitividad del peso argentino frente a otras divisas; (iv) las inversiones extranjeras y nacionales y la financiación; (v) el nivel de reservas internacionales del Banco Central de la República Argentina ("BCRA") las que podrían provocar cambios abruptos en el valor de la divisa y reglamentaciones en materia de controles cambiarios y de capitales (incluso con respecto a la importación de equipos, pago de deudas internacionales y otras necesidades relevantes para las operaciones); (vi) altas tasas de interés y de inflación que afectan los salarios y controles de precios; (vii) shocks económicos externos adversos; (viii) cambios en las políticas económicas o fiscales implementadas por el Gobierno Nacional, tanto cambios como en su composición y estructura; (ix) conflictos laborales y huelgas; (x) el nivel de gasto incurrido por el Gobierno Nacional y su capacidad para mantener el equilibrio fiscal y (xi) el nivel de desempleo, inestabilidad política y tensiones sociales, como por ejemplo, apropiación de tierras en las áreas en las que opera la Emisora.

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

Argentina ha experimentado reiteradamente, en especial, en los últimos años, períodos de alta inflación. Los altos índices de inflación afectan la competitividad de Argentina en el exterior, la desigualdad social y económica, lo que impacta en forma negativa sobre el empleo, el consumo y el nivel de actividad económica y debilita la confianza en el sistema bancario nacional, lo que podría a su vez limitar la disponibilidad y el acceso de las empresas locales a créditos nacionales e internacionales. Si las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional no logran corregir los desequilibrios inflacionarios estructurales del país, la inflación podría continuar o incluso incrementar y tener un efecto adverso en el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. La inflación también podría generar un incremento en la deuda en moneda local de Argentina y tener un impacto negativo en la capacidad de Argentina de hacer frente al servicio de la deuda en el mediano y largo plazo, cuando se produce el vencimiento de la mayoría de la deuda ajustada por inflación.

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

En el pasado, ciertas administraciones incrementaron la intervención directa en la economía argentina, incluso la implementación de 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 Emisora. Es posible que el gobierno actual o los gobiernos futuros de Argentina puedan tomar medidas similares o que los acontecimientos económicos, sociales y políticos en Argentina, respecto de los que la Emisora no tiene control alguno, pudieran tener un efecto adverso sustancial sobre la economía argentina y, a su vez, afectaran negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. La incertidumbre respecto las políticas públicas podría desencadenar más volatilidad en el precio de las acciones que cotizan en el mercado bursátil de Argentina, incluidas las de compañías que operan en el sector de energía, dado el nivel de regulación e intervención estatal que caracteriza a esta industria.

A su vez, modificaciones de la estructura y composición del Gobierno Nacional podrían resultar en cambios en las políticas económicas y fiscales nacionales, sobre las cuales no es posible garantizar que la economía argentina no se verá negativamente afectada y, en consecuencia, el negocio, situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Como en el pasado reciente, la economía argentina puede resultar afectada adversamente si las presiones sociales y políticas impiden la implementación por parte del gobierno argentino de políticas diseñadas para controlar la inflación, generar crecimiento y mejorar la confianza de los inversores y consumidores, o si las políticas implementadas por el gobierno argentino diseñadas para alcanzar esos objetivos no son exitosas. Estos sucesos podrían afectar en forma sustancialmente adversa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La economía argentina resulta también particularmente sensible a los acontecimientos políticos locales. Las elecciones presidenciales se llevan a cabo en Argentina cada cuatro años y las elecciones legislativas tienen lugar cada dos años, luego de las cuales se renuevan parcialmente ambas Cámaras del Congreso de la Nación. El 19 de noviembre de 2023 se llevaron a cabo elecciones presidenciales y Javier Milei resultó electo Presidente de Argentina. No es posible estimar el impacto que las medidas de la nueva administración tendrán en nuestro negocio ni en la condición financiera, los resultados de las operaciones y los flujos de fondos.

El gobierno argentino enfrenta desafíos económicos sin precedentes, tales como la reducción de la tasa de inflación, el logro de superávit comercial y fiscal, la acumulación de reservas, el respaldo del peso, la refinanciación de la deuda contraída con acreedores privados y la mejora de la competitividad de la industria local.

La administración recientemente elegida ha dictado el Decreto N° 70/2023 que contempla diversas medidas tendientes a reducir la estructura de la administración pública y el gasto público así como desregular la economía. Asimismo, el 27 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional envió al Congreso de la Nación un proyecto de ley denominado "Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos". El proyecto de ley declara una emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, previsional, de seguridad social, defensa, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025, prorrogable por hasta dos años más, delegando una serie de facultades legislativas al Poder Ejecutivo Nacional durante el lapso de la emergencia. El proyecto de ley incluye asimismo una serie de reformas legales, institucionales, fiscales y penales que afectan a diversos sectores de la economía. En principio, la Cámara de Diputados aprobó el proyecto de ley en general por 144 votos contra 109. Sin embargo, en ocasión en que la Cámara de Diputados daba consideración al proyecto de ley en particular, éste fue rechazado y reenviado a comisión, razón por la cual el proyecto presentado por el Gobierno Nacional deberá ser analizado nuevamente. El 9 de abril de 2024, el Gobierno presentó ante el Congreso un nuevo anteproyecto tras negociar con gobernadores y bloques aliados. El 12 de junio de 2024, el Proyecto de Ley fue aprobado con modificaciones en el Senado y fue enviado nuevamente a Diputados, en donde fue aprobado en forma definitiva el fecha 28 de junio de 2024. Adicionalmente, en la misma fecha la Cámara de Diputados sancionó definitivamente el proyecto de reforma tributaria "Ley de Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes" y logró reincorporar el capítulo de impuesto a las ganancias y de bienes personales, que había sido rechazado por la Cámara de Senadores.

No resulta posible predecir el impacto social, político y económico de las medidas anunciadas e implementadas por el gobierno a la fecha así como las medidas futuras y el resultado del ambicioso plan de desregulación que se pretende ejecutar a través del Decreto N° 70/2023 y el proyecto de ley mencionado más arriba. Dichas medidas podrían afectar la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

El Peso Argentino califica como una moneda de una economía hiperinflacionaria, y la Emisora está obligada a reexpresar sus estados financieros históricos para aplicar ajustes por inflación, lo que podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones y su situación financiera, así como la de sus subsidiarias argentinas.

De acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 29, Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias ("NIC 29"), los estados financieros de entidades cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria deben ser ajustados para reflejar los efectos de las variaciones de un índice general de precios. La NIC 29 no establece cuándo surge la hiperinflación, y el *International Accounting Standards Board* ("IASB") no identifica jurisdicciones hiperinflacionarias específicas. Sin embargo, la NIC 29 brinda una serie de pautas no exclusivas que consisten en (i) analizar la conducta de la población, precios, tasas de interés y salarios antes de la evolución de los índices de precios y la pérdida de poder adquisitivo de la moneda, y (ii) como característica cuantitativa, verificar si el índice de inflación acumulado a tres años se aproxima al 100% o lo supera. En junio de 2018, el Grupo de Tareas de Prácticas Internacionales del Centro de Calidad de Auditoría *(International Practices Task Force*, "IPTF"), que monitorea a los países que experimentan alta inflación, clasificó a Argentina como un país con un índice de inflación acumulado proyectado a tres años mayor al 100%. Asimismo, también se identificaron ciertos factores macroeconómicos cualitativos previstos en la Norma Internacional de Contabilidad 29, *Información Financiera en Economías. Hiperinflacionarias* ("NIC 29"). Por lo tanto, las sociedades argentinas que aplican las NIIF, tales como la Emisora, deben aplicar la NIC 29 a sus estados financieros para los períodos finalizados a partir del 1 de julio de 2018.

En consecuencia, los estados financieros consolidados auditados de la Emisora incluidos en este Prospecto, entre ellas las cifras de períodos anteriores (hecho éste que no afecta las decisiones adoptadas respecto de la información financiera para tales períodos) y, salvo indicación en contrario, la información financiera incluida en otras secciones de este Prospecto, fueron reexpresadas a los fines

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

de considerar las variaciones en el poder adquisitivo general de la moneda funcional de la Emisora (el peso argentino) de acuerdo con la NIC 29 y la Resolución General N° 777/2018 de la CNV.

Las grandes fluctuaciones en el valor del peso podrían afectar adversamente la economía argentina y, en consecuencia, los resultados de las operaciones de la Emisora.

La depreciación del peso tuvo y puede continuar teniendo un impacto negativo sobre la capacidad de determinadas empresas argentinas de pagar sus deudas en moneda extranjera, y también ha llevado a un alto nivel de inflación, a una reducción sustancial de los salarios en términos reales y ha puesto en peligro la estabilidad de las empresas, entre ellas la Emisora, cuyo éxito depende de la demanda del mercado interno y afecta adversamente la capacidad del gobierno nacional de pagar sus obligaciones de deuda externa. En 2023, el Peso se depreció un 77,97% aproximadamente, y un 5,71% desde el 31 de diciembre de 2023 hasta el 31 de marzo de 2024 con relación al dólar estadounidense. El 31 de marzo de 2024, el tipo de cambio vendedor era de Ps.858,00 por US$ 1,00, según lo informado por el Banco de la Nación Argentina para transferencias electrónicas (divisas).

Los principales efectos de la devaluación del peso argentino en los resultados netos de la Emisora, expresados en pesos, corresponden a (i) diferencias de cambio como resultado de la exposición de la Emisora al dólar (habida cuenta de que su moneda funcional es el peso argentino); (ii) mayores ingresos por ventas de energía denominadas en dólares estadounidenses, y (iii) mayores costos generados por partidas de gastos denominados en dólares estadounidense, tales como obligaciones financieras y ciertos contratos de mantenimiento, entre otros costos. Asimismo, la mayor parte de la deuda de la Emisora está denominada en monedas distintas al peso; por consiguiente, la devaluación del peso respecto a dichas otras divisas incrementará la cantidad de pesos que necesita la Emisora para cumplir con sus obligaciones de servicio de deuda.

Si el peso se depreciara aún más, volverían a producirse los efectos negativos sobre la economía argentina asociados a dicha depreciación, con consecuencias adversas para los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. Además, una mayor depreciación del peso argentino frente al dólar estadounidense también puede tener un impacto negativo adverso en el programa de gastos de capital de la Emisora y aumentar el importe en pesos argentinos de sus pasivos comerciales y la deuda financiera denominados en dólares estadounidenses. A 31 de diciembre de 2023, aproximadamente el 100% de los pasivos financieros de la Emisora se encontraban denominados en dólares estadounidenses.

La Emisora continúa sumamente expuesta a riesgo asociados con la fluctuación del peso argentino. Por consiguiente, la devaluación del peso argentino podría tener un efecto adverso significativo en su situación financiera y en el resultado de sus operaciones.

Los controles de cambio y las restricciones al ingreso y salida de capitales podrían limitar la disponibilidad del crédito internacional y podrían amenazar el sistema financiero, afectando adversamente la economía argentina y, en consecuencia, las actividades comerciales de la Emisora.

El Gobierno Nacional y el BCRA han implementado ciertas medidas para controlar y restringir la capacidad de las empresas y los individuos de acceder al mercado cambiario para comprar divisas y hacer remesas al exterior. Estas medidas incluyen, entre otras: (i) restricciones para acceder al mercado cambiario de Argentina para la compra o remesa de divisas al exterior con cualquier finalidad, incluso para pagar dividendos a accionistas no residentes; (ii) restricciones para la compra de divisas con fines de atesoramiento en Argentina; (iii) obligación para los exportadores de repatriar y liquidar en pesos, en el mercado de cambios local, todo o una parte de sus ingresos por exportaciones de bienes y servicios; (iv) limitaciones a la transferencia de títulos valores hacia y desde Argentina e (v) implementación de impuestos sobre ciertas operaciones que involucran la adquisición de divisas.

Los controles de cambio introducidos dieron lugar a un mercado no oficial de compra y venta de dólares. A la fecha de este Prospecto, el tipo de cambio peso/dólar estadounidense en dicho mercado difiere sustancialmente del tipo de cambio oficial peso/dólar estadounidense. El gobierno argentino podría mantener un único tipo de cambio oficial o crear múltiples tipos de cambio para diferentes tipos de transacciones, modificando sustancialmente el tipo de cambio aplicable al que adquirimos divisas para hacer frente a los pasivos denominados en moneda extranjera de la Emisora.

No es posible asegurar que el BCRA u otros organismos gubernamentales no incrementarán o relajarán dichos controles o restricciones, modificarán la normativa vigente, impondrán otros planes de refinanciación obligatorios relacionados con la deuda en moneda extranjera de la Emisora, establecerán controles cambiarios más estrictos, mantendrán el régimen cambiario vigente o crearán múltiples tipos de cambios para distintos tipos de operaciones, modificando significativamente el tipo de cambio al cual la Entidad adquiere divisas para atender el pago de sus pasivos denominados en monedas distintas al peso; todo lo cual podría afectar la capacidad de la Emisora de cumplir con sus obligaciones financieras en sus respectivos vencimientos, recaudar capital, refinanciar deudas antes del vencimiento, obtener financiación, llevar a cabo planes de inversión en activos de capital, y/o menoscabar su capacidad de pagar dividendos a accionistas extranjeros. Por consiguiente, estas restricciones y controles cambiarios podrían afectar

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

adversamente la economía argentina, así como también el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones de la Emisora. Véase la sección "*Tipo de Cambio y Controles Cambiarios*".

La capacidad de Argentina de obtener financiación de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su posibilidad de implementar reformas y sostener el crecimiento económico, y podría tener un impacto negativo sobre la situación financiera o flujos de fondos de la Emisora.

En los últimos años, Argentina ha experimentado dificultades financieras que la llevaron a contraer un mayor nivel de deuda pública.

Desde 2020 y en varias oportunidades hasta la actualidad, el Gobierno Nacional entabló negociaciones con acreedores de Argentina para restablecer la sustentabilidad de la deuda pública externa. En los últimos años, el Gobierno Nacional entabló negociaciones con el Fondo Monetario Internacional ("FMI") tendientes a negociar diversos desembolsos.

El 28 de enero de 2022, el Gobierno Nacional y el FMI anunciaron que habían llegado a un entendimiento en torno a políticas relevantes en el marco de las negociaciones en curso para acordar un programa respaldado por el FMI. Posteriormente, con fecha 3 de marzo de 2022, el FMI y el Gobierno Nacional anunciaron que el acuerdo se basa en lo que se conoce como programa de facilidades extendidas (EFF, por sus siglas en inglés) del FMI, el cual incluye 10 revisiones trimestrales durante dos años y medio y desembolsos por el equivalente a U$S 44 mil millones.

La última revisión trimestral fue aprobada por el directorio del FMI el 1° de febrero de 2024 y se otorgó un desembolso de U$S 4.700 millones para cubrir pagos hasta el mes de mayo de 2024.

El plazo de repago de cada desembolso es de diez años, con un plazo de gracia de cuatro años y medio, lo cual implica que Argentina repagará la deuda entre 2026 y 2034.

En el supuesto que el gobierno argentino incumpla sus compromisos y objetivos económicos y fiscales acordados con el FMI o que el acuerdo no fuera aprobado por el directorio del FMI, Argentina podría incurrir en un incumplimiento del pago de su deuda ante el FMI y, por ende, su situación financiera y económica podría verse afectada adversamente.

Asimismo, el 22 de marzo de 2022, el gobierno argentino cerró un acuerdo con el Club de París respecto de una nueva extensión del entendimiento alcanzado en junio de 2021(el "Acuerdo con el Club de París").

El 28 de octubre de 2022, el ex Ministro de Economía, Sergio Massa, anunció un nuevo acuerdo con el Club de París. Este acuerdo es una adenda de aquel suscripto en el año 2014 por el entonces Ministro de Economía Axel Kicillof, y reconoce un monto de capital de U$S 1.971 millones, extendiendo un plazo de repago de trece cuotas semestrales, a partir del mes de diciembre de 2022 hasta su cancelación final en septiembre de 2028. La tasa de interés se mejoró del 9,00% al 3,90% en las primeras tres cuotas, con un incremento gradual al 4,50%. El perfil de pago implica un pago semestral promedio de U$S170 millones (incluyendo capital e intereses). Durante los dos años siguientes, Argentina cancelará el 40% del capital adeudado.

El 26 de junio de 2023, el ex Ministro de Economía, Sergio Massa, suscribió acuerdos bilaterales con tres países miembros del Club de París para refinanciar la deuda de Argentina con la institución. Así, luego de suscribir el nuevo acuerdo alcanzado en 2022, el ex Ministro de Economía logró sellar acuerdos bilaterales con 15 de los 16 acreedores de la institución.

No se puede garantizar que el Acuerdo de EFF y el Acuerdo con el Club de París no afectarán la capacidad de Argentina de implementar reformas y sostener el crecimiento económico. En consecuencia, no se puede garantizar que la implementación de las políticas de ingreso y gasto previstas en el Acuerdo de EFF en materia de reducción de subsidios energéticos no focalizados no tendrá un efecto adverso significativo en la situación financiera y en los resultados de las operaciones de la Emisora. Tampoco es posible predecir el impacto del resultado de dichas reformas en la capacidad de Argentina (e, indirectamente, en la capacidad de la Emisora) de acceder a los mercados de capitales internacionales. Asimismo, sigue siendo incierto el impacto a largo plazo que tendrán estas medidas y cualesquiera otras medidas futuras adoptadas por la actual administración en la economía argentina.

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

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

A pesar de la restructuración de la deuda pública de Argentina consumada en 2020, los mercados internacionales siguieron dando señales de duda respecto a la sostenibilidad de dicha deuda y, por lo tanto, los indicadores de riesgo país siguen siendo altos. Sin un acceso renovado al mercado financiero, el Gobierno Nacional podría no contar con recursos suficientes para implementar reformas y sostener el crecimiento económico, lo cual podría tener un impacto adverso significativo sobre la economía nacional y, por ende, sobre las actividades de la Emisora. Asimismo, la incapacidad de Argentina para obtener crédito en los mercados internacionales podría tener un impacto directo en nuestra capacidad para acceder a dichos mercados a fin de financiar nuestras operaciones y crecimiento, incluyendo el financiamiento de inversiones de capital, lo que afectaría negativamente nuestra condición financiera, los resultados de operación y los flujos de caja. Si el gobierno argentino incurriera nuevamente en un supuesto de incumplimiento, ello afectaría negativamente su valuación y términos de pago, lo que perjudicaría sensiblemente a la economía de Argentina y en consecuencia, a los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La economía argentina podría verse afectada adversamente por los acontecimientos económicos de otros mercados y por los efectos "contagio" más generalizados.

Los mercados financieros y de títulos valores en Argentina y la economía argentina se ven afectados por los efectos de crisis financieras regionales o mundiales y por las condiciones de mercado en otros mercados del mundo. El crecimiento económico débil, chato o negativo de alguno de los principales socios comerciales de Argentina, como Brasil (el principal socio comercial de Argentina), China o Estados Unidos, podría tener un efecto adverso significativo sobre la balanza comercial de Argentina y podría afectar adversamente el crecimiento económico del país. El desempeño económico de otros socios comerciales, tales como Chile, España y Canadá, también podría afectar la balanza comercial de Argentina.

La inestabilidad económica mundial, por ejemplo, la incertidumbre sobre las políticas de comercio global, el deterioro de las condiciones económicas en Brasil y de las economías de los principales socios comerciales de Argentina, como es el caso de China o Estados Unidos, la salida del Reino Unido de la Unión Europea, tensiones geopolíticas entre Estados Unidos y otros países, el conflicto que aún continua entre Rusia y Ucrania, las decisiones de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), las crecientes tensiones en el Oriente Medio entre Israel y Hamas, así como las amenazas al comercio a través del Mar Rojo y el Canal de Suez y otros países productores de petróleo que no son miembros de la OPEP con respecto a la producción de petróleo que afectan el precio del petróleo; desacuerdos idiosincráticos, políticos y sociales, ataques terroristas, reducción de la calificación de la deuda soberana, una enfermedad pandémica, podrían afectar la economía argentina y poner en riesgo la capacidad de Argentina de estabilizar su economía, entre otras cosas.

Estos acontecimientos o la percepción de que alguno de ellos pudiera tener lugar, podrían afectar adversamente, en forma significativa, las condiciones económicas globales y la estabilidad de los mercados financieros a nivel mundial. Cualquiera de estos factores podría deprimir la actividad económica y restringir el acceso de la Emisora a los proveedores, afectando adversamente, en forma significativa, los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La economía argentina puede resultar afectada por el efecto "contagio". La reacción de los inversores internacionales ante hechos que tienen lugar en un país en desarrollo a menudo pareciera seguir un patrón "contagio", en el cual una región entera o una clase de inversión se ve desfavorecida por los inversores internacionales.

En consecuencia, no es posible garantizar que la economía argentina y los mercados de títulos valores no se verán negativamente afectados por acontecimientos que repercutan en economías desarrolladas, mercados emergentes, o en cualquiera de los principales socios comerciales de Argentina, lo cual, a su vez, podría afectar adversamente el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora y el valor de mercado de sus ADS. Asimismo, una devaluación significativa de las monedas de los socios o competidores comerciales podría afectar la competitividad de Argentina y, en consecuencia, afectar adversamente la economía de Argentina y la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La Emisora puede quedar expuesta a efectos adversos derivados de conflictos geopolíticos a nivel mundial.

La incursión militar de Rusia en Ucrania, iniciada en el mes de febrero de 2022, ha desencadenado y podría seguir desencadenando una escalada de acciones armadas e inestabilidad regional y podría dar lugar a sanciones económicas más severas contra Rusia impuestas por Estados Unidos, la Unión Europea y otros países. Si bien la gravedad y duración del conflicto en curso es sumamente impredecible, sus efectos podrían ser significativos y la continuación del conflicto podría afectar adversamente las condiciones económicas mundiales y regionales. Luego de haber transcurrido dos años desde el comienzo del conflicto bélico, sigue creciendo la acción militar y los temores a una escalada de la situación que lleve al uso de armas nucleares continúan creciendo con motivo de la decisión del gobierno ruso de suspender su participación en el Tratado de Reducción de Armas Estratégicas III.

A la fecha de este Prospecto, el conflicto en curso ha generado una alta volatilidad en los precios de los *commodities* y en los precios internacionales del crudo y del gas, lo cual ha generado un incremento en los precios de los combustibles y, por ende, la aceleración

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

de la inflación a nivel mundial. Por otra parte, las sanciones económicas impuestas contra Rusia podrían dar lugar a escasez de materiales primas y *commodities*, lo cual, a su vez, podría contribuir a incrementar la inflación en todo el mundo e interrumpir la cadena de suministro, en general y, en particular, en el sector de energía. En consecuencia, estas dificultades podrían traer aparejados problemas de abastecimiento en el mercado local; todo lo cual podría afectar adversamente el negocio, la situación financiera o el resultado de las operaciones de la Emisora.

Asimismo, durante el mes de octubre de 2023 se inició un conflicto armado entre Israel y Hamas en la Franja de Gaza. El movimiento político y militar palestino, Hamas, que ha controlado la Franja de Gaza durante más de 15 años, se infiltró en la frontera militarizada con Israel. Los ataques de Hamas motivaron una respuesta inmediata de Israel que declaró un estado de guerra y lanzó la operación llamada "Espada de Hierro". El ejército israelí movilizó tropas y artillería para reforzar las fronteras, rodear la Franja de Gaza e ir en búsqueda de terroristas de Hamas que quedaron en territorio israelí. A la fecha del presente Prospecto, el conflicto continúa y no resulta posible prever cuáles serán las consecuencias si escalara a un conflicto a nivel regional.

Debido a las incertidumbres inherentes a la escala y duración de estos acontecimientos y sus efectos directos e indirectos, no es razonablemente posible estimar el impacto que este conflicto tendrá en la economía y en los mercados financieros mundiales, en la economía argentina y, en consecuencia, en el negocio, la situación financiera o el resultado de las operaciones de la Emisora. Cualquier interrupción provocada por la acción militar de Rusia o que dé lugar a sanciones, así como el conflicto entre Israel y Hamas, podría exacerbar el impacto de otros riesgos descriptos en este Prospecto.

El sistema bancario argentino puede estar sujeto a inestabilidad, lo que podría afectar las operaciones de la Emisora.

En los últimos años, el sistema financiero argentino creció significativamente, con un marcado incremento en los préstamos y depósitos privados, evidenciando una recuperación en la actividad crediticia. Si bien los depósitos del sistema financiero siguen creciendo en términos nominales, se trata mayormente de depósitos a corto plazo, y las fuentes de financiación de mediano y largo plazo para las entidades financieras se encuentran actualmente limitadas.

Las entidades financieras están especialmente sujetas a importante regulación de múltiples autoridades regulatorias, todas las cuales pueden, entre otras cosas, establecer límites a las comisiones e imponerles sanciones. La falta de un entorno regulatorio estable, o los cambios que el gobierno pueda introducir en dicho marco regulatorio, podrían imponer grandes limitaciones a las actividades de las entidades financieras y generar incertidumbre con respecto a la estabilidad del sistema financiero.

La persistencia de la actual crisis económica o la inestabilidad de uno o más de los bancos públicos o privados más importantes, podría tener un efecto adverso significativo sobre las perspectivas de crecimiento económico y estabilidad política en Argentina, resultando en una pérdida de confianza de los consumidores, menores ingresos disponibles y acotadas alternativas de financiación para los consumidores. Estas condiciones también podrían tener un efecto adverso significativo sobre el sistema bancario argentino y, por ende, sobre el negocio, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Si los riesgos reales y percibidos sobre deterioro institucional y corrupción no son abordados debidamente, ello podría afectar negativamente la economía y la situación financiera de Argentina, lo que a su vez podría afectar negativamente los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La falta de un marco institucional sólido y la corrupción se han identificado como un problema importante para Argentina, y siguen siéndolo. Reconociendo que la incapacidad para abordar estas cuestiones podría aumentar el riesgo de inestabilidad política, distorsionar los procesos de toma de decisiones y afectar negativamente a la reputación internacional de Argentina y su capacidad para atraer inversiones extranjeras, la administración 2015-2019 ha adoptado varias medidas destinadas a fortalecer las instituciones de Argentina y reducir la corrupción. Estas medidas incluían la reducción de las condenas penales a cambio de cooperación con el gobierno en investigaciones de corrupción, un mayor acceso a la información pública, la incautación de activos de funcionarios corruptos y el establecimiento de un régimen de responsabilidad penal corporativa por delitos de corrupción destinado a promover el cumplimiento de la lucha contra la corrupción, entre otras. Según el Índice de Percepción de la Corrupción publicado el 30 de enero de 2024 por la organización Transparencia Internacional, Argentina cayó cuatro posiciones en relación a 2022 y quedó en el puesto 98 de 180 países con mayor corrupción. La capacidad de la administración recientemente electa para implementarlas o promover nuevas medidas de transparencia e integridad es incierta en un contexto político altamente polarizado. El entorno político de Argentina ha influido históricamente, y sigue influyendo, en el rendimiento de la economía del país. Las crisis políticas han afectado y siguen afectando a la confianza de los inversores y del público en general, lo que históricamente se ha traducido en una desaceleración económica y en una mayor volatilidad de los valores con riesgo argentino subyacentes. La reciente inestabilidad económica en Argentina ha contribuido a una disminución de la confianza del mercado en la economía argentina, así como a un deterioro del entorno político.

Además, varias investigaciones en curso sobre acusaciones de blanqueo de dinero y corrupción que lleva a cabo la Fiscalía Federal

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

argentina han afectado negativamente a la economía y al entorno político argentinos. Algunos funcionarios de administraciones anteriores, así como altos cargos de empresas titulares de contratos públicos o concesiones, se han enfrentado o se enfrentan actualmente a acusaciones de corrupción y blanqueo de dinero como resultado de estas investigaciones. Se alega que estas personas han aceptado o pagado, según el caso, sobornos mediante comisiones ilegales en contratos concedidos por el gobierno a varias empresas de infraestructuras, energía y construcción. No tenemos ningún control sobre la duración de las investigaciones por corrupción, ni podemos predecirla, ni tampoco si dichas investigaciones o acusaciones (o cualquier otra investigación o acusación futura) darán lugar a una mayor inestabilidad política y económica. Además, no podemos predecir el resultado de dichas acusaciones ni su efecto en los distintos sectores de la economía argentina. Véase también "-Estamos sujetos a leyes y reglamentos anticorrupción, antisoborno, contra el blanqueo de capitales y de otro tipo".

Riesgos Relacionados con el Sector Eléctrico Argentino

El gobierno argentino ha intervenido el sector eléctrico en el pasado y es probable que esa intervención continúe.

Históricamente, el Gobierno Nacional ha tenido un rol activo en el sector eléctrico mediante la titularidad y conducción de empresas estatales dedicadas a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Asimismo, el Gobierno Nacional introdujo una serie de reformas significativas en el marco regulatorio aplicable al sector eléctrico desde la crisis económica que atravesó Argentina en 2001, incluso la adopción de la Ley N° 25.561 ("Ley de Emergencia Pública"), las cuales han tenido importantes efectos adversos en las empresas de generación, distribución y transporte de energía eléctrica e incluyeron el congelamiento de los márgenes de distribución, la revocación de los mecanismos de ajuste por inflación y demás mecanismos indexatorios de las tarifas, la limitación a la capacidad de las empresas de distribución de energía eléctrica de trasladar al consumidor los incrementos en los costos producto de cargos regulatorios, y la introducción de un nuevo mecanismo de fijación de precios (es decir, remuneración de los generadores de energía eléctrica) en el MEM, los cuales tuvieron un impacto significativo en los generadores de energía eléctrica y provocó diferencias de precios significativas dentro del mercado.

En los últimos años, el gobierno argentino ha continuado declarando emergencias referidas al sector eléctrico, a través del Decreto N° 134/2015, la Ley de Solidaridad N° 27.541 y el Decreto N° 55/2023. Para más información, véase "*Reseña – El Sector Eléctrico Argentino- El estado de Emergencia del Sector Eléctrico Argentino"*.

Es posible que el gobierno argentino adopte ciertas medidas que podrían afectar significativamente y en forma adversa los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora. Es posible asimismo que se adopten leyes de emergencia similares a la Ley de Emergencia Pública así como medidas de similar tenor en el futuro. Ello podría alterar significativamente el marco regulatorio que rige el sector eléctrico. Todo cambio en la regulación podría tener un impacto adverso indirecto en la industria de generación de energía eléctrica y, por consiguiente, en los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Por ejemplo, un incremento significativo en los costos de la energía para el consumidor ya sea por una subida de las tarifas o recortes en los subsidios a los consumidores puede resultar en una disminución en la demanda de la energía generada por la Emisora. Dicho efecto significativo adverso en la demanda de energía eléctrica podría, a su vez, llevar a que las compañías de generación, incluyendo la Emisora, registren una disminución en los ingresos y resultados de las operaciones en comparación con los que se prevén actualmente.

Los cambios en los marcos regulatorios en virtud de los cuales la Emisora vende su electricidad pueden afectar su situación financiera y los resultados de las operaciones.

No es posible asegurar qué otros cambios pueda realizar el Gobierno Argentino en los marcos regulatorios bajo los cuales vendemos disponibilidad de energía o electricidad, ni que estos cambios no vayan a impactar negativamente en los resultados de las operaciones de la Emisora. Además, no podemos asegurar bajo qué tipo de marco regulatorio podremos vender nuestra capacidad de generación y electricidad en el futuro. Cualquier otro cambio en las leyes y las reglamentaciones aplicables en la actualidad o las interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y reglamentaciones podrán tener un efecto adverso sobre los resultados de las operaciones de la Emisora. Además, algunas de las medidas propuestas por el Gobierno Argentino también pueden generar oposición política y social que puede a su vez impedirle adoptar las medidas que se proponen.

Los riesgos mencionados anteriormente, tanto para la operación de generación de energía como para los proyectos en construcción/desarrollo de la Compañía, también pueden conducir a un deterioro de la propiedad, plantas y equipos y de los activos intangibles, relacionados con una reducción en el valor evaluado en uso de ciertos activos que pueden superar su valor contable previamente registrado.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

En el pasado reciente, no hemos podido cobrar los pagos, o cobrarlos a tiempo, de CAMMESA y otros clientes del sector de la energía eléctrica.

Una parte importante de los ingresos totales de la Emisora proviene de las ventas efectuadas a CAMMESA. Asimismo, la Emisora recibe importantes flujos de efectivo de CAMMESA en relación con el FONINVENEM y programas similares. Los pagos que la Emisora recibe de CAMMESA dependen de los pagos que CAMMESA recibe a su vez de otros actores del MEM, tales como las distribuidoras de energía eléctrica, y subsidios del Gobierno Argentino a ciertos usuarios, lo cual, a su vez, requiere de financiamiento adicional de parte del gobierno a CAMMESA para pagar a los generadores.

En los últimos años, debido a las condiciones regulatorias y los largos períodos de congelamiento de tarifas del sector eléctrico argentino que afectaron la rentabilidad y la viabilidad económica de las empresas prestadoras de servicios eléctricos, ciertos actores del MEM incumplieron con el pago de las sumas adeudadas a CAMMESA, lo cual afectó en forma adversa la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus propias obligaciones de pago asumidas con los generadores de energía eléctrica, incluida la Emisora. Debido a los pagos fuera de término que CAMMESA recibió de otros actores del MEM, la Emisora también experimentó demoras en los pagos que recibía de CAMMESA de más de 90 días de la finalización del mes, en vez de los 42 días exigidos a partir de la fecha de facturación. Dichos pagos fuera de término derivaron en mayores requerimientos de capital de trabajo que la Emisora habitualmente cubría con sus propias fuentes de financiamiento.

Además, en el pasado se aplicó un sistema por el que una parte significativa de los créditos impagados se convertían en LVFVD; una práctica que podría repetirse en el futuro, o bien podría aplicarse otro esquema alternativo para los pagos pendientes.

Si bien el 24 de mayo de 2023, en el marco de las Resoluciones N° 58/2024, 66/2024 y 77/2024 de la Secretaría de Energía de la Nación, la Sociedad y CAMMESA celebraron acuerdos para el pago de las deudas pendientes a través de bonos de la República Argentina en dólares estadounidenses step up con vencimiento en 2038, no podemos asegurar que en el futuro no se generarán nuevos incumplimientos por parte de CAMMESA, lo que podría afectar de manera sustancial y adversa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

En Argentina existen ciertas restricciones al transporte y la distribución de energía eléctrica que afectan de manera adversa la capacidad de las empresas generadoras de inyectar toda la energía que pueden producir, lo que deriva en una reducción de las ventas.

La energía que los generadores pueden entregar al sistema de transporte para su posterior entrega al sistema de distribución depende en todo momento de la capacidad de los sistemas de transporte y distribución con los que se conectan. En el pasado, los sistemas de transporte y distribución operaban a capacidad casi completa y tanto las empresas de transporte como de distribución no podían garantizar un aumento del abastecimiento de energía eléctrica a sus clientes. En los últimos años, el aumento de la demanda de energía eléctrica ocasionó cortes de luz en Buenos Aires y otras ciudades argentinas, con la consecuente capacidad excedente para los generadores. Como resultado de ello, se generó una cantidad de energía hidroeléctrica y termoeléctrica mayor que la que los sistemas de transporte y distribución pueden transportar o distribuir. Cualquier limitación en el transporte o la distribución para los generadores puede reducir la energía vendida, afectando de manera adversa la situación financiera de la Emisora.

Las restricciones al suministro de energía podrían afectar negativamente la economía argentina.

La demanda de gas natural y electricidad ha aumentado significativamente, como consecuencia de la recuperación de las condiciones económicas y restricciones de precios, generando escasez en la industria y/o incrementos en los costos. En particular, Argentina ha tenido que importar gas para compensar la escasez en la producción local. Para pagar estas importaciones, el Gobierno Nacional ha recurrido frecuentemente a las reservas del Banco Central de la República Argentina debido a la falta de ingreso de dividas de inversiones. Las reservas internacionales de Argentina son particularmente escasas y, por lo tanto, su capacidad de hacer frente a incrementos significativos en los precios internacionales del petróleo y gas sigue siendo limitada. Si el Gobierno Nacional no logra pagar por la importación de gas para producir electricidad, las empresas y las industrias podrían verse afectadas.

Asimismo, el Gobierno Nacional ha tomado una serie de medidas tendientes a atenuar el impacto a corto plazo de la escasez de suministro sobre usuarios residenciales e industriales, entre ellas, la importación de gas natural de Bolivia e importación de gas natural licuado transportado a Argentina en buques. Si estas medidas resultan insuficientes, o si la inversión necesaria para incrementar la producción de gas natural y la generación de energía en el mediano y largo plazo no se concretan de manera oportuna, la actividad económica en Argentina podría verse reducida, lo cual podría tener un efecto adverso significativo en el negocio de la Emisora.

La continuidad de las interrupciones en el suministro de energía podría generar un efecto adverso significativo en la industria de generación de energía eléctrica y, por lo tanto, en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones de la Emisora.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

La Emisora opera en un sector altamente regulado que impone significativos costos a sus negocios y podría ser objeto de multas y penalidades, que a su vez podrían tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de sus operaciones.

La Emisora está sujeta a un amplio espectro de controles y normas nacionales, provinciales y municipales, entre ellas las leyes y reglamentaciones tarifarias, laborales, previsionales, de salud pública, de protección al consumidor, ambientales y de defensa de la competencia. Asimismo, Argentina posee 23 provincias y una ciudad autónoma (la Ciudad de Buenos Aires), y cada una de ellas está facultada por la Constitución Nacional a sancionar su propia legislación sobre impuestos, temas ambientales y el uso del espacio público. Dentro de cada provincia, los gobiernos municipales también tienen facultades para regular estos temas. Si bien la generación de energía eléctrica es considerada una actividad de interés general sujeta a la legislación nacional, debido a que la Emisora cuenta con plantas situadas en distintas provincias, también está sujeta a la legislación provincial y municipal. Los futuros acontecimientos que puedan ocurrir en las provincias y municipalidades respecto de temas impositivos (entre ellos, impuestos a las ventas, tasas de higiene y seguridad e impuestos a los servicios en general), asuntos ambientales, el uso del espacio público u otras cuestiones podrían tener un efecto adverso significativo sobre los negocios, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora. El cumplimiento de las leyes y reglamentaciones actuales o futuras podría obligar a la Emisora a realizar gastos significativos y tener que desviar fondos de las inversiones programadas, con el consecuente efecto adverso significativo sobre sus negocios, los resultados de sus operaciones y su situación financiera.

Asimismo, la falta de cumplimiento de las leyes y normas existentes por parte de la Emisora, o la reinterpretación de las normas actualmente vigentes, así como las nuevas leyes o reglamentaciones que puedan sancionarse, tales como las relativas a las instalaciones de almacenamiento de combustibles y de otro tipo, sustancias volátiles, seguridad informática, emisiones al aire o calidad del aire, el transporte y disposición de residuos sólidos y peligrosos y otras cuestiones ambientales, así como los cambios en la naturaleza del proceso regulatorio de la energía, podrían hacer pasible a la Emisora de multas y penalidades, causando un efecto adverso significativo sobre sus resultados financieros.

Riesgos a los que podría verse expuesto el negocio de la Emisora como consecuencia del cambio tecnológico en el mercado energético.

El mercado energético está supeditado a cambios tecnológicos de gran alcance, tanto desde la perspectiva de la generación como de la demanda. Por ejemplo, en lo que respecta a la generación de energía, cabe destacar el desarrollo de dispositivos de almacenamiento de energía (baterías de almacenamiento en el rango de megavatios) o instalaciones para el almacenamiento temporal de energía por conversión a gas (conocida por el nombre de tecnología "power-to-gas") y el aumento del abastecimiento de energía como resultado de nuevas aplicaciones tecnológicas, entre ellas, la técnica de *fracking* o la digitalización de las redes de generación y distribución.

En lo que respecta a la demanda, el surgimiento de nuevas tecnologías que permitan incrementar la eficiencia energética y mejorar la aislación térmica para generación directa de energía a nivel del consumidor, o bien que permitan mejorar el proceso de realimentación (por ejemplo, al utilizar el almacenamiento de energía para generar energías renovables) podría dar lugar a cambios estructurales en el mercado en favor de aquellas fuentes de energía sin o con bajo nivel de emisiones de CO2, o bien de la generación de energía descentralizada (por ejemplo, mediante centrales eléctricas de menor escala ubicadas dentro o en las cercanías de áreas residenciales o instalaciones industriales).

Si la actividad comercial de la Emisora no logra reaccionar ante los cambios generados por los nuevos avances de la tecnología y ante los consiguientes cambios en la estructura del mercado, su situación financiera y patrimonial, sus resultados, su funcionamiento y su negocio podrían verse afectados adversa y significativamente.

La competencia en el sector eléctrico argentino podría afectar adversamente el resultado de las operaciones de la Emisora.

Los mercados de generación de energía eléctrica en los que opera la Emisora se caracterizan por tener numerosos participantes fuertes y capaces, muchos de los cuales tienen vasta y diversificada experiencia en materia de operaciones o desarrollo (tanto en el ámbito nacional como en el internacional) y recursos financieros similares o significativamente superiores a los de la Emisora. Véase *"Información sobre la Emisora"*. Una mayor competencia podría traer aparejada una baja en los precios y un aumento en los costos de adquisición de combustibles, materias primas y activos existentes y, por lo tanto, afectar en forma adversa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Eventualmente, la Emisora compite con otras generadoras por los megavatios de capacidad asignados mediante licitaciones públicas.

La Emisora 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. Por lo tanto, existe la posibilidad de que nuevos generadores se conecten a esa red o bien que los generadores existentes incrementen su producción y despachen más energía eléctrica

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

a la misma, impidiendo que la Emisora pueda entregar la energía eléctrica que produce a sus clientes. Por otra parte, el gobierno argentino (o cualquier otro entre que actúe en su nombre) podría 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 Emisora y a los generadores nuevos y existentes despachar de manera eficiente la energía eléctrica producida a la red eléctrica y a los clientes. Por consiguiente, una mayor competencia podría afectar la capacidad de la Emisora de entregar sus productos a los clientes, con el consiguiente efecto negativo en sus negocios, situación financiera y resultado de sus operaciones.

Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora

Los resultados de la Emisora dependen principalmente de la remuneración establecida por la Secretaria de Energía y obtenida de CAMMESA.

A partir del dictado de la Resolución SE No. 95/2013, la remuneración de la Emisora ha dependido en gran medida en la remuneración variable determinada por la producción y disponibilidad de energía. Este régimen de remuneración fue posteriormente objeto de varias modificaciones, implementadas a través de la Resolución SE N° 529/14, la Resolución SE N° 482/2015, la Resolución SEE N° 22/2016, la Resolución 19/17 (que estableció un régimen de remuneración en dólares estadounidenses) y la Resolución 1/19 (que mantuvo el régimen en dólares estadounidenses).

El 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía del ex Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación dictó la Resolución 31/20, modificatoria de la Resolución 1/19, que determinó el régimen de remuneración aplicable desde el 1 de febrero de 2020 para los Generadores Autorizados del MEM, fijando los precios de Ventas Spot en pesos argentinos. Inicialmente, la Resolución 31/20 estableció un mecanismo para la actualización de precios denominados en pesos argentinos. No obstante ello, el 8 de abril de 2020, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA a posponer hasta nuevo aviso la aplicación del mecanismo de actualización de precios de energía y capacidad previsto en el Anexo VI de la Resolución 31/20 y el mecanismo fue finalmente dejado sin efecto a través de la Resolución 440/21. Ello ha causado un efecto material adverso en los negocios y resultados de las operaciones de la Emisora.

A excepción de las ventas en virtud de contratos, los ingresos por producir energía se calculan y pagan a través de CAMMESA de acuerdo con un sistema de precios fijos y variables emergente –en la actualidad- de la Resolución 1/19 (según fuera modificada por la Resolución 31/20 y posteriores normas, más recientemente, la Resolución 9/24).

Desde el mes de marzo de 2020, se dictaron numerosas resoluciones mediante las cuales se actualizaron los precios de forma discrecional. No es posible garantizar que no se producirán reducciones adicionales de estas remuneraciones en el futuro. Véase *"Reseña—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de Remuneración"*.

A excepción de las ventas en virtud de contratos con clientes privados, los ingresos por producir energía se calculan y pagan a través de CAMMESA de acuerdo con un sistema de precios fijos y variables emergente- en la actualidad- de la Resolución Nº 1/2019 (según fuera modificada por la Resolución N° 31/2020 y posteriores normas, incluyendo la Resolución N° 9/2024).

Asimismo, a febrero de 2023, la Resolución 59/23 se aplica también como norma complementaria para instalaciones de ciclo combinado. Véase *"Resultados de las Operaciones - Factores que afectan los resultados de las operaciones - Ingresos – Ventas Spot"* y *"Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con el Sector Eléctrico Argentino"*.

Los ingresos de la Emisora se ven influidos de manera significativa por las decisiones tomadas por las autoridades regulatorias. La ausencia de mecanismos estables de actualización de precios junto con la omisión del gobierno argentino de disponer incrementos de remuneración regulados o de implementar tales incrementos sin demora, podrían afectar significativamente y en forma adversa los ingresos de la Emisora. Por ende, ello podría dar lugar a efectos adversos en los resultados operativos de la Emisora.

Ciertos factores ajenos al control de la Emisora podrían afectar o demorar los proyectos adjudicados o alterar los planes de ampliación de sus plantas existentes.

En relación con los proyectos actualmente en desarrollo o nuevos proyectos potenciales, diversos factores pueden afectar, demorar o cancelar la finalización de los proyectos actualmente en desarrollo o los nuevos proyectos, a saber: i) brotes de enfermedades y pandemias sostenidos o prolongados, que puedan provocar restricciones a la movilidad y al desarrollo de cualquiera de estos proyectos, según lo previsto; ii) la recesión económica de Argentina; iii) la disminución en la demanda de electricidad; iv) la falta de financiación disponible; y v) la reducción en los precios de la electricidad de las unidades generadoras bajo Ventas Spot, entre otras.

Las demoras en la construcción o en el inicio de las operaciones de la capacidad ampliada de la Emisora en sus centrales eléctricas existentes o nuevas, podrían generar un incremento en sus necesidades financieras y provocar que los retornos financieros de sus nuevas inversiones sean inferiores a los esperados, con el consiguiente efecto adverso significativo en la situación financiera y los

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

resultados de las operaciones de la Emisora. Por otra parte, las demoras en el inicio de las operaciones de las turbinas de gas adquiridas han afectado negativamente su recuperabilidad estimada. Véase *"Resultados de las Operaciones—Políticas Contables Significativas—Desvalorización de Propiedades, Planta y Equipos".*

Entre los factores que pueden incidir en la capacidad de la Emisora de poner en funcionamiento centrales eléctricas existentes, ampliar su capacidad de generación o de construir nuevas centrales eléctricas se incluyen: (i) la omisión de los contratistas de finalizar la construcción o poner en funcionamiento las plantas o instalaciones auxiliares en las fechas acordadas o dentro del presupuesto establecido; (ii) demoras inesperadas de terceros, por ejemplo, distribuidores de gas o energía eléctrica, en entregar o aceptar hitos del proyecto en la construcción o el desarrollo de la infraestructura necesaria vinculada con la actividad de generación de la Emisora; (iii) la demora u omisión de los proveedores de turbinas de abastecer turbinas plenamente operativas de manera oportuna; (iv) dificultades o demoras para obtener el financiamiento necesario en términos satisfactorios para la Emisora o imposibilidad de obtener dicho financiamiento; (v) demoras en obtener autorizaciones regulatorias, incluso permisos ambientales; (vi) fallos judiciales contra autorizaciones gubernamentales ya otorgadas, tales como permisos ambientales; (vii) escasez o aumentos en los precio de equipos reflejados a través de órdenes de cambio, materiales o mano de obra; (viii) oposición de grupos políticos, ambientalistas y étnicos, locales y/o internacionales; (ix) huelgas; (x) cambios desfavorables en el entorno político y regulatorio de Argentina; (xi) problemas de ingeniería, ambientales y geológicos inesperados y (xii) condiciones climáticas adversas, desastres naturales, accidentes u otros acontecimientos imprevistos. Los excedentes de costos podrían ser significativos. Por otra parte, cualquiera de estos factores podría demorar la finalización de la ampliación de capacidad en las centrales eléctricas existentes o la construcción de la nueva central eléctrica de la Emisora, con el consiguiente efecto adverso significativo en sus actividades, situación financiera y resultado de las operaciones. Estas demoras también podrían dar como resultado la imposición de sanciones a corto plazo por parte de CAMMESA y, en casos extremos, sanciones por la duración del contrato.

Las actividades pueden requerir de importantes inversiones en bienes de capital para satisfacer requisitos de mantenimiento permanente y para la ampliación de la capacidad de generación instalada de la Emisora.

Es posible que se deban efectuar cada vez más inversiones en bienes de capital para financiar el mantenimiento permanente necesario para mantener la generación de energía y el desempeño operativo de la Emisora, como también para mejorar las capacidades de sus plantas de generación eléctrica. Por otra parte, también se requerirá de inversiones en bienes de capital para financiar el costo de la ampliación actual y futura de la capacidad de generación de la Emisora. Si la Emisora no puede financiar dichas inversiones en bienes de capital o no logra hacerlo en términos que le resulten satisfactorios, sus actividades, situación financiera y resultado de sus operaciones podrían verse negativamente afectados. La capacidad de financiamiento de la Emisora podría verse limitada por las restricciones del mercado en materia de disponibilidad de financiamiento para sociedades argentinas. Véase *"Riesgos relacionados con Argentina—La capacidad de Argentina de obtener financiación de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su posibilidad de implementar reformas y sostener el crecimiento económico, y podría tener un impacto negativo sobre la situación financiera o flujos de fondos de la Emisora".*

Determinadas cláusulas de los endeudamientos de la Emisora podrían restringir negativamente su flexibilidad financiera y operativa.

Parte del endeudamiento actual de la Emisora (incluida la deuda de sus filiales, parte de la cual está garantizada por la Emisora) incluye, y su endeudamiento futuro puede incluir, cláusulas afirmativas y restrictivas que limitan su capacidad para crear gravámenes, incurrir en endeudamiento adicional, realizar gastos de capital, enajenar activos, pagar dividendos o consolidar, fusionar o vender parte de sus negocios, y exigen mantener determinados ratios financieros. Estas restricciones pueden limitar la capacidad para operar el negocio de la Compañía y pueden prohibir o limitar su capacidad para mejorar sus operaciones o aprovechar posibles oportunidades de negocio a medida que surjan. El incumplimiento de cualquiera de estos pactos o la falta de cumplimiento de cualquiera de estas condiciones podría dar lugar a un incumplimiento de la deuda correspondiente. La capacidad de la Emisora para cumplir estos pactos puede verse afectada por acontecimientos que escapan a nuestro control, incluidas las condiciones económicas, financieras e industriales imperantes. Si se produce un incumplimiento de este tipo, los tenedores de dicha deuda pueden optar (tras la expiración de cualquier notificación o período de gracia aplicable) por declarar todas las cantidades pendientes, junto con los intereses devengados y no pagados y otras cantidades pagaderas en virtud de la misma, como inmediatamente exigibles y pagaderas. Además, si se produce dicho incumplimiento, podría, a su vez, dar lugar a un incumplimiento y aceleración de las otras obligaciones de deuda pendientes, lo que tendría un efecto material adverso adicional en el negocio, la capacidad de cumplir con las obligaciones de pago, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía. Si alguna de las deudas de la Emisora se acelerara, sus activos podrían no ser suficientes para pagar en su totalidad esa deuda o cualquier otra que pudiera vencer como resultado de esa aceleración.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Es posible que la Emisora no pueda refinanciar su deuda pendiente, o que las condiciones de refinanciación sean materialmente menos favorables que las actuales, lo que tendría un efecto material adverso en su negocio, situación financiera y resultados de las operaciones.

Factores que escapan al control de la Emisora pueden perjudicar su capacidad para cumplir con sus obligaciones de deuda o aumentar el coste de la financiación, lo que a su vez podría tener un efecto material adverso en su flujo de caja, resultados de operaciones y posición financiera general.

No es posible garantizar que el plazo cubierto por la Comunicación "A" 7106, posteriormente extendido por la Comunicación "A" 7230, no sea prorrogado o reinstalado en el futuro por el BCRA o que se dicten otras normas con efectos similares que limiten la habilidad de la Compañía para acceder al mercado cambiario oficial para pagar sus obligaciones financieras en moneda extranjera a su vencimiento, las cuales podrían tener un impacto negativo en la Compañía y sus negocios y operaciones. Asimismo, ante tal evento, no existe ninguna garantía de que la Compañía pueda prorrogar vencimientos o refinanciar de otro modo su endeudamiento pendiente, o de que pueda serles exigido aceptar condiciones de refinanciación que puedan ser materialmente menos favorables que las actuales. Cualquier modificación o refinanciación de los endeudamientos de la Emisora podría dar lugar a tipos de interés más elevados y exigirles el cumplimiento de cláusulas restrictivas más gravosas, lo que podría tener un efecto material adverso sobre su actividad, su capacidad para cumplir con sus obligaciones de pago, su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

Si la Compañía no es capaz de refinanciar su deuda en condiciones favorables, puede verse obligadas a reducir o retrasar los gastos de capital, buscar capital adicional, reestructurar deuda, reducir o eliminar dividendos en efectivo a los accionistas o vender activos. La falta de pago de las obligaciones o cualquier otro incumplimiento de cualquiera de los instrumentos de deuda podría, a su vez, dar lugar a un incumplimiento y aceleración de otras obligaciones de deuda pendientes, lo que tendría un efecto material adverso adicional en los negocios, la capacidad de cumplir con las obligaciones de pago, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. Si alguna de sus deudas se acelerara, sus activos podrían no ser suficientes para pagar en su totalidad esa deuda o cualquier otra deuda que pudiera vencer como resultado de esa aceleración.

La falta de renovación o recisión anticipada del Contrato de Concesión HPDA podría afectar negativamente el resultado de las operaciones de la Emisora.

El Contrato de Concesión HPDA firmado entre la Emisora y el gobierno argentino por medio del cual la Emisora opera la central Piedra del Águila venció el 28 de diciembre de 2023 y no contempla una renovación automática.

La Resolución Nº 574/2023, publicada el 11 de julio de 2023, prorrogó por 60 días (prorrogables por otros 60 días) la fecha de finalización del Contrato de Concesión de HPDA, entre otras centrales hidroeléctricas nacionales, cuyo plazo de concesión venció durante 2023. Otra renovación de dicho plazo fue establecida por la Resolución 02/24, emitida por la Secretaría de Energía, cuyo vencimiento se fijó para el 27 de abril de 2024. Luego, el 15 de marzo de 2024, la Resolución 33/24, emitida por la Secretaría de Energía, prorrogó una vez más el período de transición por 60 días, fijando la fecha de vencimiento el 28 de junio de 2024. Recientemente, el 21 de mayo de 2024, la Secretaría de Energía volvió a extender el plazo de varias concesiones hidroeléctricas, entre ellas la de Piedra del Águila. Para esta última central, la Resolución 78/24 fijó el nuevo vencimiento para el 29 de diciembre de 2024. Esta planta tiene una capacidad total instalada de 1.440 MW, y representó aproximadamente el 23,96% de nuestra generación total de energía eléctrica, y el 9,81% de nuestros ingresos totales en 2023.

Actualmente tenemos la intención de seguir renovando el Contrato de Concesión de la HPDA. Se supone que el gobierno determinará un nuevo marco regulatorio para todo el mercado eléctrico y esto impulsaría una decisión con respecto al futuro de todas las concesiones hidroeléctricas, donde una nueva licitación pública es una alternativa posible. De ser así, evaluaríamos cuidadosamente los términos y condiciones para determinar si participamos o no. Cualquier decisión del Gobierno sobre el futuro de las concesiones hidroeléctricas podría afectar negativamente a nuestros resultados de explotación.

La participación de la Emisora en TJSM y TMB se diluyó y su participación en CVOSA se diluirá significativamente.

Al 31 de diciembre de 2020, la Emisora tenía una participación del 30,875% en TJSM que se redujo a 9,627% en 2021 y una participación en TMB de 30,946%, que también se redujo a 10,831% en 2021. Ambas compañías se dedican a gestionar la compra de equipos y a construir, operar y mantener las centrales eléctricas construidas en el marco del programa FONINVEMEM.

Una vez trascurridos diez años de operaciones, cada sociedad tenía derecho a recibir derechos de propiedad en esas centrales eléctricas de parte de los respectivos fideicomisos en cuyo poder se encuentran actualmente. En ese momento, finalizaba la duración de dichos fideicomisos y el gobierno argentino, que financió parte de la construcción, debe ser incorporado como accionista de TJSM y TMB. Como consecuencia de ello, las participaciones de la Compañía en el capital de TJSM y TMB se diluyeron en 2021. En el caso de TMB y TJSM, el plazo de diez años finalizó el 7 de enero de 2020 y el 2 de febrero de 2020, respectivamente. A partir de

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

esas fechas, durante los 90 días posteriores, TJSM y TMB y sus accionistas realizaron todos los actos necesarios para permitir que el gobierno argentino reciba las acciones correspondientes a la participación en TJSM y TMB que el gobierno argentino tiene derecho a recibir en virtud de sus aportes.

El 3 de enero de 2020, previo al comienzo del periodo de 90 días, el gobierno argentino envió una notificación a la Compañía (junto con notificaciones a TJSM, TMB y otras compañías de generación que son accionistas de TJSM y TMB) indicando que, de acuerdo con el Contrato con FONINVEMEM, TJSM y TMB debían realizar todos los actos necesarios para incorporar al gobierno argentino como accionista de ambas compañías, reclamando, en cada caso, las siguientes participaciones de capital: 65,006% en TMB y 68,826% en TJSM.

El 9 de enero de 2020, Central Puerto, junto con las demás empresas generadoras accionistas de TJSM y TMB, respondió a dicha notificación indicando que las participaciones reclamadas por el gobierno argentino no se correspondían con los aportes efectuados para la construcción de las centrales eléctricas conforme a los términos del Contrato con FONINVEMEM que le otorgaba derecho a reclamarlas. El 4 de marzo de 2020, el Gobierno argentino reiteró su reclamación previa a la Compañía.

Adicionalmente, el 7 de enero de 2020 y el 9 de enero de 2020, Central Puerto, junto con los demás accionistas de TJSM y TMB (en calidad de garantes en el marco y con los límites señalados por el Convenio FONINVEMEM, la Nota SE N° 1368/05 y los contratos de fideicomiso), el BICE, TJSM, TMB y la Secretaría de Energía modificaron el Contrato de Operación y Mantenimiento de la Central Térmica Manuel Belgrano (el "OMA de TMB") y el Contrato de Operación y Mantenimiento de la Central Térmica San Martín ("OMA de TJSM"), respectivamente. Las modificaciones al OMA de TMB y al OMA de TJSM prorrogaron los acuerdos hasta la fecha efectiva de liquidación de cada uno de ellos.

En marzo de 2020, la Compañía interpuso un recurso administrativo contra el gobierno argentino impugnando los actos referidos anteriormente (el "Reclamo"). En virtud de este Reclamo, la posición de los accionistas de TJSM y TMB es que la participación del gobierno argentino en cada una de las empresas debe ser menor, pero su incorporación como accionista en dichas empresas es indiscutible. Por lo tanto, aún si la Emisora tiene éxito con el Reclamo, sus intereses en TJSM y TMB se verán significativamente disminuidos.

El 4 de mayo de 2020 y el 8 de mayo de 2020, las asambleas extraordinarias de accionistas de TMB y TJSM, respectivamente, aprobaron la incorporación del gobierno argentino como accionista de TJSM y TMB. En cada una de las asambleas extraordinarias de accionistas, la participación accionaria aprobada fue la que el gobierno argentino alega que le corresponde, que es: 65,006% en TMB y 68,826% en TJSM.

En cada una de las asambleas de accionistas, la Emisora (y otros accionistas), hicieron la correspondiente reserva de derechos para continuar con el Reclamo, y manifestaron expresamente que la incorporación del gobierno argentino como accionista en TMB y TJSM fue aprobada con el único propósito de lograr la transferencia de los activos del fideicomiso -que incluye, entre otros, las centrales eléctricas- de los respectivos fideicomisos a TJSM y TMB.

El 11 de marzo de 2021, el gobierno argentino suscribió sus acciones y el patrimonio de los accionistas de TJSM y TMB se vio diluido. En el caso de la participación de la Compañía, se pasó del 30,875% al 9,627% en TJSM y del 30,946% al 10,831% en TMB.

A la fecha de este Prospecto, no se consumó la transferencia de las centrales eléctricas a TSM y TMB.

En el caso de CVOSA, cuando el plazo del Fideicomiso CVO expire después de diez años de operación de la respectiva central eléctrica, la participación del gobierno argentino será de al menos el 70% en virtud de los acuerdos FONINVEMEM para CVOSA. La dilución de la participación de la Emisora en CVOSA reducirá sus ganancias derivadas de estas centrales energéticas y, por consiguiente, afectará adversamente el resultado de sus operaciones. Véase *"Información sobre la Emisora–FONINVEMEM y Programas Similares"*.

Las participaciones en TJSM, TMB y CVOSA se han incrementado en 1,27%, 1,43% y 0,98%, respectivamente, como resultado de la adquisición de Central Costanera el 17 de febrero de 2023. Al 31 de diciembre de 2023, la Sociedad posee participaciones del 10,90% en TJSM, del 12,26% en TMB y del 57,49% en CVOSA. A la fecha del presente prospecto, la participación en CVOSA se ha reducido a 55,89% con motivo de la enajenación de parte de las acciones en poder de la Emisora.

Las variaciones futuras en la cantidad de precipitaciones en la cuenca del Río Limay pueden afectar adversamente los ingresos

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

provenientes de la concesión de Piedra del Águila y, por ende, los resultados financieros de la Emisora.

Como toda represa hidroeléctrica, Piedra del Águila depende de la disponibilidad de recursos hídricos en la cuenca del Río Limay para generar energía eléctrica, lo que a su vez depende de la cantidad de precipitaciones que se produzcan en la zona y del agua de deshielo. La falta de agua produjo una menor generación de energía eléctrica y, por lo tanto, menores ingresos.

Si se dieran niveles de agua excesivamente bajos, la Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas, a cargo de la administración de la cuenca de los ríos Limay, Neuquén y Negro, está facultada a administrar los caudales de agua de acuerdo con sus normas de control de caudales, lo que podría derivar en menores recursos hídricos para la Emisora y ello, a su vez, en una disminución de las actividades de generación. Asimismo, de conformidad con el Contrato de Concesión HPDA, la Emisora no tiene derecho a recibir una indemnización por pérdida de ingresos como consecuencia de dichas medidas.

El caudal de la cuenca del Río Limay podría resultar insuficiente para mantener el nivel regular de generación de Piedra del Águila y la autoridad de aplicación podría implementar medidas perjudiciales para Piedra del Águila y, por ende, para la Emisora, lo que podría afectar negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. Para mayor información respecto de la estacionalidad de Piedra del Águila, véase *"Información sobre la Emisora – Estacionalidad"*.

La capacidad de la Emisora de operar parques eólicos y solares en forma rentable depende, en gran medida, de la existencia de condiciones climáticas asociadas adecuadas.

La cantidad de energía generada por los parques eólicos y solares y su rentabilidad dependen en gran medida de las condiciones climáticas, en particular, las condiciones del viento y de la radiación solar que pueden variar materialmente dependiendo de los puntos geográficos, las estaciones y los años. Las variaciones de las condiciones climáticas en los sitios donde se ubican las centrales de generación de fuentes renovables son resultado de las fluctuaciones diarias, mensuales y estacionales en las corrientes de viento y de radiación solar y, en el largo plazo, como consecuencia de cambios y virajes climáticos más generales. Dado que las turbinas sólo funcionan cuando las velocidades de los vientos caen dentro de ciertos rangos específicos que varían según el tipo y el fabricante de las turbinas, si las velocidades de los vientos caen fuera de dichos rangos o se ubican en los extremos inferiores de los mismos, la producción de energía en los parques eólicos de la Emisora sufriría una disminución.

Del mismo modo, las proyecciones de recursos solares dependen de supuestos sobre patrones meteorológicos, sombreado e irradiación, que son inherentemente inciertos y pueden no coincidir con las condiciones reales del emplazamiento. Durante la fase de desarrollo y antes de la construcción de cualquier parque eólico o solar, se suele realizar un estudio de los recursos eólicos o solares para evaluar el potencial de los recursos eólicos o solares del emplazamiento durante un periodo de varios años. Estos estudios eólicos o solares han sido realizados por nuestro propio equipo y por consultores técnicos independientes en relación con el factor de carga estimado resultante de nuestros estudios eólicos y el modelo de turbinas utilizado. Basamos nuestras hipótesis fundamentales y nuestras decisiones de inversión en las conclusiones de estos estudios. No podemos asegurar que las condiciones climáticas observadas en el emplazamiento de un proyecto se ajusten a las hipótesis realizadas durante la fase de desarrollo del proyecto sobre la base de estos estudios y, por tanto, no podemos asegurar que nuestros proyectos de parques eólicos o solares puedan alcanzar los niveles de producción previstos. Es posible que los patrones futuros de los recursos eólicos o solares y la producción de electricidad en nuestros parques eólicos o solares no reflejen los patrones históricos de los recursos eólicos o solares en los respectivos emplazamientos o las proyecciones, y los patrones de los recursos eólicos o solares en cada emplazamiento cambiarán con el tiempo. Si, en el futuro, el recurso eólico en las zonas donde se ubican nuestros parques eólicos o el recurso solar en las zonas donde se ubican nuestras plantas solares es inferior al previsto, la producción de electricidad en dichos parques eólicos y/o plantas solares sería inferior a la prevista y, en consecuencia, podría afectar negativamente a nuestros resultados de explotación.

Si en el futuro el recurso eólico de las áreas en las que se ubican los parques eólicos de la Emisora fuera inferior a lo esperado, la producción de electricidad en dichos parques eólicos sería inferior a lo esperado y en consecuencia los resultados de las operaciones de la Emisora podrían sufrir un efecto adverso.

El cambio climático y la transición energética podrían afectar el negocio de la Emisora.

La Emisora está y estará, directa o indirectamente, sujeta a los efectos del cambio climático y podría, directa o indirectamente, verse afectada por leyes locales y nacionales, así como también por tratados y convenciones internacionales y reglamentaciones vigentes en materia de cambio climático. La aprobación por parte del Gobierno Nacional de tratados, leyes u otras iniciativas regulatorias en materia de cambio climático que restrinjan las emisiones de gases de efecto invernadero ("GEI") podrían exigir que la Emisora deba incurrir en gastos financieros significativos que no puede predecir con certidumbre en este momento. Estos gastos pueden incluir, por ejemplo, la adopción de marcos regulatorios para reducir las emisiones de GEI, tales como dióxido de carbono, metano y óxidos de nitrógeno. Los cambios en el marco regulatorio también pueden afectar indirectamente el negocio de la Emisora mediante cambios en la tecnología o en el comportamiento del consumidor.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

En 2019, el Congreso Nacional sancionó la Ley de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global N° 27.520, la cual se centra en implementar políticas, estrategias, acciones, programas y proyectos para prevenir, mitigar o minimizar los daños o impactos asociados al cambio climático. En 2021, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 1.036/2021 mediante la que aprobó los Lineamientos para un Plan de Transición Energética al 2030 a efectos de cumplir con los nuevos compromisos nacionales de descarbonización. Si en Argentina se adoptaran requisitos adicionales, los mismos podrían incrementar los costos de producción de la Emisora (incluidos los costos de cumplimiento, por ejemplo, en concepto de monitorear o reducir las emisiones) y afectar adversamente su competitividad, pudiendo también desplazar la demanda hacia fuentes bajas en carbono, como las energías renovables.

Los riesgos asociados al cambio climático podrían incidir en las operaciones de la Emisora debido a acontecimientos climáticos graves, modificar el perfil del consumidor, la atracción de talentos y la transición energética en la economía mundial hacia una matriz baja en carbono. Estos factores pueden tener un efecto negativo en la demanda de los productos de la Emisora y podrían afectar la implementación y explotación de sus negocios, afectando adversamente sus resultados operativos y financieros y limitando sus oportunidades de crecimiento.

Además, el ritmo y la magnitud de la transición energética podrían suponer el riesgo de que la propia transición de la Emisora hacia la descarbonización no siga el ritmo de la sociedad. Si la Emisora va a un ritmo más lento que la sociedad, su reputación podría verse perjudicada y los clientes podrían preferir a otro proveedor, lo cual podría afectar negativamente la demanda de sus productos, incluido el valor de mercado de su superficie no convencional y los respectivos recursos que prevé desarrollar en el futuro. Si la Emisora se mueve más rápido que la sociedad, corre el riesgo de invertir en tecnologías, mercados o productos bajos en carbono que fracasen debido a la escasez de demanda para los mismos. La omisión de la Emisora de sincronizar la transición de su producción para abordar la problemática del cambio climático podría tener un efecto adverso significativo sobre sus resultados, flujos de efectivo y situación financiera.

Nuestras centrales eléctricas y activos forestales están sujetos al riesgo de averías mecánicas y eléctricas y a diversas catástrofes, y cualquier indisponibilidad resultante puede afectar a nuestra capacidad para cumplir nuestros compromisos contractuales y de otro tipo y, por tanto, afectar negativamente a nuestra actividad y a nuestros resultados financieros.

Las unidades de generación de energía eléctrica de la Emisora están expuestas al riesgo de que se produzca una avería mecánica o eléctrica y pueden experimentar períodos de falta de disponibilidad que afecten la capacidad de la Emisora de generar energía eléctrica. Ciertas averías ocurridas en el pasado en las unidades de generación, turbinas y transformadores de la Emisora han afectado negativamente los resultados de sus operaciones. Una falta de disponibilidad imprevista de las centrales de generación de la Emisora podría afectar adversamente su situación financiera o los resultados de sus operaciones.

Durante 2023, las principales fallas que resultaron en la falta de disponibilidad de las centrales generadoras de la Emisora fueron las siguientes:

- En el Complejo Mendoza: la unidad LDCUTG27 se mantuvo sin disponibilidad con motivo de un mantenimiento programado desde el 11 de julio hasta el 29 de julio, debido al reemplazo de componentes de la caja de engranajes.

- En el Complejo Costanera: la unidad BSASCC se mantuvo sin disponibilidad desde el 20 de marzo hasta el 3 de octubre debido a una falla del quemador.

- En el Complejo Central Puerto: la unidad PNUETV09 se mantuvo sin disponibilidad desde el 17 de enero hasta el 2 de abril, debido a un incendio en el interruptor del transformador.

Nuestros activos forestales se encuentran sujetos al riesgo de distintos eventos catastróficos, incluyendo, sin carácter taxativo, incendios de gran magnitud o diseminación de insectos u otras plagas que afecten a uno o más de nuestros activos, acontecimientos o tendencias climáticos severos a nivel regional o local, inundaciones, terremotos de gran magnitud y condiciones o acontecimientos geopolíticos significativos.

Las plantas de generación de la Emisora o la infraestructura de transporte de energía eléctrica o transporte de combustible de terceros que la Emisora utiliza pueden sufrir daños a causa de inundaciones, incendios, terremotos u otros desastres catastróficos provocados por causas naturales o por el hombre, en forma accidental o intencional. La Emisora podría experimentar graves interrupciones en sus actividades y mermas significativas en sus ingresos a causa de una menor demanda producto de una catástrofe, o incurrir en considerables costos adicionales no contemplados por las cláusulas de las pólizas de seguro por lucro cesante derivado de la interrupción de los negocios. Es posible que transcurra un lapso de tiempo importante entre el acaecimiento de un accidente mayor, una catástrofe o un ataque terrorista y el cobro de la indemnización final de las pólizas de seguro de la Emisora, las que habitualmente están sujetas a franquicias no recuperables y a límites máximos por incidente. Por otra parte, cualquiera de estos acontecimientos

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

podría tener efectos adversos en la demanda de energía eléctrica de algunos de los clientes de la Emisora y de los consumidores en general, en el mercado afectado. Algunas de estas consideraciones podrían tener un efecto adverso significativo en los negocios, la situación financiera y el resultado de las operaciones de la Emisora.

Si bien la Emisora cumple con todas las normas y mejores prácticas aplicables en materia de seguridad ambiental, un siniestro que involucre los combustibles con los cuales opera la Emisora podría tener consecuencias ambientales perjudiciales y podría dañar las instalaciones industriales y el personal de la Emisora. Un daño estructural en la presa o en cualquier otra estructura de las centrales hidroeléctricas de las Compañía podría comprometer su capacidad de generación eléctrica. Las limitaciones a la generación como consecuencia de daños estructurales podrían afectar seriamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Los seguros contratados por la Emisora podrían no cubrir plenamente los daños y la Emisora podría no ser capaz de obtener seguros contra ciertos riesgos.

La Emisora mantiene pólizas de seguro destinadas a mitigar siniestros causados por riesgos habituales. Estas pólizas brindan cobertura para algunos de sus activos contra daños materiales, pérdida de ingresos y asimismo responsabilidad frente a terceros. No obstante, la Emisora podría carecer de seguros suficientes para cubrir cualquier riesgo o pérdida en particular. Si se produce un accidente u otro hecho que no esté cubierto por sus actuales pólizas de seguro, como por ejemplo un riesgo de ciberseguridad, la Emisora podría experimentar pérdidas significativas o verse obligada a desembolsar montos significativos de sus propios fondos, hechos que podrían tener un efecto sustancial adverso sobre sus operaciones y situación financiera. Asimismo, la insuficiencia de las pólizas de seguro contratadas por la Emisora podría tener un efecto adverso sobre ésta. Si ello sucediera, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora podrían verse afectados de manera adversa. Véase *"Información sobre la Emisora – Seguros"*.

La Emisora puede estar expuesta a litigios y/o procedimientos administrativos que pueden afectar adversamente su situación financiera y el resultado de las operaciones.

En el curso habitual de los negocios, la Emisora celebra contratos con CAMMESA y otras contrapartes privadas. Los litigios y/o procedimientos regulatorios son impredecibles por naturaleza y, en ocasiones, las sentencias que se dictan pueden ser excesivas. Los resultados desfavorables de acciones legales o investigaciones pueden representar daños monetarios significativos, lo que incluye el pago de indemnizaciones, o medidas cautelares que pueden tener un efecto adverso en la capacidad de la Emisora de llevar a cabo sus operaciones, como también en su situación financiera y en el resultado de sus operaciones.

La demanda de energía eléctrica es estacional, mayormente, a causa de factores climáticos.

La demanda de energía eléctrica fluctúa según la estación del año, pudiendo verse afectada significativa y adversamente por factores climáticos. En verano en Argentina (de diciembre a marzo), la demanda de energía eléctrica puede incrementar sustancialmente debido al uso de equipos de aire acondicionado. En invierno (de junio a agosto), la demanda de energía eléctrica puede fluctuar, en razón de las necesidades de iluminación y calefacción. Por consiguiente, los cambios estacionales pueden tener un efecto adverso significativo en la demanda de energía y, por ende, en el resultado de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

La Emisora podría realizar adquisiciones e inversiones para ampliar o complementar sus operaciones lo que podría derivar en dificultades operativas o afectar de otro modo de manera adversa su situación financiera y los resultados de las operaciones.

A fin de ampliar su negocio, la Emisora podría realizar periódicamente adquisiciones e inversiones que ofrezcan valor agregado y sean congruentes con o complementarias de su estrategia comercial.

Por ende, la Emisora podría verse expuesta a varios riesgos, incluyendo aquéllos surgidos de: (i) no haber evaluado con precisión el valor, potencial de crecimiento futuro, puntos fuertes y débiles y posible rentabilidad de las empresas a ser eventualmente adquiridas; (ii) las dificultades en integrar, operar, mantener o administrar con éxito las nuevas operaciones adquiridas, incluido su personal; (iii) los costos inesperados de dichas operaciones; (iv) dificultades en obtener la financiación necesaria y alcanzar exitosamente el cierre financiero requerido; o (v) pasivos contingentes o de otro tipo imprevistos o reclamos que pudieran derivarse de dichas operaciones. Si alguno de estos riesgos se materializara, podría afectar negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Si la Emisora decidiera adquirir en el futuro otra compañía, es posible que dicha adquisición se encuentre sujeta a la aprobación de la CNDC.

A la fecha de la memoria anual, la revisión del control de fusiones y la investigación de prácticas en materia de defensa de la competencia en Argentina se lleva a cabo a través de una estructura compuesta por dos niveles. El análisis técnico se encuentra a cargo de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (la "CNDC"), la cual envía un informe no vinculante a la Secretaría de Comercio Interior (la "SCI" y junto con la CNDC, la "Autoridad de Defensa de la Competencia"). La SCI luego emite la resolución definitiva con respecto a todas las cuestiones vinculadas con la Ley de Defensa de la Competencia.

La Autoridad de Defensa de la Competencia actualmente se desempeña como organismo regulatorio provisional hasta que se lleve a cabo la designación de la Autoridad Nacional de la Competencia (ANC), el Tribunal Nacional de Defensa de la Competencia (Tribunal de Competencia), la Secretaría de Prácticas Anticompetitivas y la Secretaría de Concentraciones Económicas, conforme a lo dispuesto por la Ley de Defensa de la Competencia.

El cambio principal que introdujo dicha Ley de Defensa de la Competencia es el traspaso de una revisión de control posterior a la fusión a un régimen de control previo a la fusión. No obstante, este sistema recién entrará en vigor un año luego de que la ANC sea debidamente constituida y se encuentre en pleno funcionamiento. Mientras tanto, deberá efectuarse una notificación obligatoria antes o dentro del plazo de una semana del cierre (adquisición efectiva) de cualquier concentración económica. El requisito de notificación posterior al cierre continua siendo de aplicación en Argentina.

Si la CNDC llegase a rechazar alguna concentración económica, o tomase alguna medida tendiente a imponer condiciones o compromisos de desempeño a la Emisora, como parte del proceso de aprobación de una eventual concentración económica, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora podrían verse afectados adversamente, impidiéndole a ésta materializar los beneficios previstos de dicha adquisición.

***La Emisora depende de su personal directivo y otros empleados claves para su desempeño actual y futuro*.**

El desempeño actual y futuro de la Emisora depende significativamente de su equipo directivo calificado y de su capacidad de atraer y retener a dichos directivos calificados. Las futuras operaciones de la Emisora pueden verse afectadas si cualquiera de los altos directivos o empleados claves dejara de trabajar para la Emisora. La competencia por atraer a altos directivos es intensa, al tiempo que la Emisora podría verse impedida de retener a su personal o de atraer personal calificado. La pérdida de un alto directivo puede implicar que los restantes tengan que desviar atención inmediata y substancial al cumplimiento de las tareas del directivo saliente y buscar un remplazo. Cualquier impedimento para conseguir reemplazo en posiciones directivas en su debido momento puede afectar la capacidad de la Emisora de implementar su estrategia comercial, afectando a su vez el negocio y el resultado de las operaciones.

***La Emisora podría verse afectada por medidas significativas tomadas por los sindicatos de trabajadores*.**

Las relaciones laborales en Argentina quedan reguladas por legislación específica, como la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744 y la Ley de Convenio Colectivo de Trabajo N° 14.250 que, entre otras cosas, establece de qué manera se llevarán a cabo las negociaciones sobre salarios y de otro tipo. Toda actividad industrial o comercial se encuentra regulada por convenios colectivos de trabajo ("CCT") que agrupan a empresas según el sector de la industria y por sindicatos. Si bien el proceso de negociación está estandarizado, cada cámara de actividad comercial o industrial negocia los aumentos de salarios y los beneficios laborales con el sindicato correspondiente de dicha actividad comercial o industrial.

Los empleadores argentinos, tanto del sector público y del sector privado, se han visto sometidos a intensas presiones por parte de su fuerza laboral o de los sindicatos que los representan, en demanda de subas salariales y ciertos beneficios adicionales para los trabajadores. Debido a los altos índices de inflación, los empleadores del sector público y privado soportan gran presión de los sindicatos y sus empleados para obtener nuevos aumentos.

A pesar de que la Emisora mantiene relaciones estables con sus trabajadores, ha experimentado en el pasado ceses de tareas organizados y paros laborales y podría experimentar tales ceses o paros laborales en el futuro. Asimismo, la Emisora podría verse indirectamente afectada por las medidas tomadas por sindicatos relacionados con proveedores u otras partes relacionadas. Los reclamos laborales en el rubro energético son habituales en Argentina y, en el pasado, empleados sindicalizados han bloqueado el acceso y han ocasionados daños a las instalaciones de distintas compañías del sector. Adicionalmente, la Emisora no mantiene una cobertura de seguro por lucro cesante derivado de interrupciones de la actividad originadas por medidas de los trabajadores, lo que podría tener un efecto adverso en los resultados de sus operaciones.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

El equipamiento, las instalaciones y las operaciones de la Emisora se encuentran sujetos a regulaciones sobre medio ambiente, seguridad e higiene.

Las actividades de generación de la Emisora se encuentran sujetas a legislación nacional y provincial así como a la supervisión de organismos de gobierno y entes reguladores responsables de la implementación de leyes y políticas sobre medio ambiente. La Emisora trabaja cumpliendo con la legislación vigente y las directivas impartidas por las autoridades competentes y CAMMESA; sin embargo, es posible que la Emisora se encuentre sujeta a controles que podrían derivar en la imposición de sanciones, tales como la revocación del Contrato de Concesión HPDA. Asimismo, es posible que futuras regulaciones ambientales exijan a la Emisora realizar inversiones a fin de cumplir con los requisitos exigidos por las autoridades, en vez de realizar otras inversiones programadas, afectando así de manera adversa y significativa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

La Emisora está sujeta a la normativa en materia de lucha contra la corrupción, el soborno y el lavado de dinero, además de a otras leyes y reglamentaciones.

La Emisora está sujeta a las leyes contra la corrupción, el soborno y el lavado de dinero, además de otras leyes y reglamentaciones. La Emisora podría ser objeto de investigaciones y procedimientos por parte de las autoridades por supuestos incumplimientos de dicha normativa. Si bien la Emisora implementa procesos de cumplimiento y mantiene sistemas de control interno, los citados procedimientos podrían dar lugar a multas u otras responsabilidades y tener un importante efecto adverso sobre la reputación, el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones de la Emisora. Si alguna de esas subsidiarias, empleados u otros terceros intervienen en prácticas fraudulentas o corruptas u otras prácticas comerciales desleales, o bien infringen la normativa o los controles internos aplicables, la Emisora podría quedar sujeta a una o más medidas tomadas por la autoridad de aplicación, o bien podría determinarse que la Emisora ha incurrido en incumplimiento de dichas leyes, lo cual podría dar lugar a penalidades, multas y sanciones y, a su vez, afectar negativamente la reputación, el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones de la Emisora.

Un ciberataque podría afectar negativamente los negocios, el balance, los resultados de las operaciones y el flujo de efectivo de la Emisora .

La Emisora depende de la operación eficiente e ininterrumpida de sus sistemas de comunicación entre plantas, para lo cual todas sus conexiones son redundantes, brindando mayor seguridad y minimizando los riesgos de salidas de servicio. Asimismo, la Emisora posee conexiones redundantes con CAMMESA. Las fallas de larga duración en los sistemas de comunicación entre plantas de la Emisora, entre ellos sus conexiones redundantes, podrían tener un efecto significativo adverso en sus operaciones. En general, los riesgos de seguridad de la información han aumentado en los últimos años como resultado de la proliferación de tecnologías nuevas y más sofisticadas, y también debido a ciberataques. Como parte del desarrollo e iniciativas de la Emisora, se han conectado más equipos y sistemas a Internet. La Emisora también depende de la tecnología digital, entre ella, de sistemas informáticos para procesar la información financiera y operativa. Debido a la naturaleza crítica de su infraestructura y sus negocios, y la mayor accesibilidad que permite la conexión a Internet, la Emisora podría enfrentar un mayor riesgo de ciberataques, tales como ingresos no autorizados a computadoras, *phishing*, secuestro de datos (*ransomware*) robo de identidad y otras alteraciones que podrían afectar negativamente la seguridad de la información almacenada y transmitida a través de los sistemas de computación de la Emisora y su infraestructura de red. A pesar de los importantes esfuerzos que realiza la Emisora por crear barreras de seguridad para amenazas de ciberseguridad, es prácticamente imposible mitigar estos riesgos por completo, en particular, a medida que aumentan los ciberataques en términos de frecuencia y sofisticación. Por ejemplo, los investigadores especialistas en ciberseguridad vislumbran un incremento en la actividad de ciberataques relacionado con el uso indebido de inteligencia artificial. Las medidas de seguridad que la Emisora ha integrado a sus redes y sistemas internos y a su plataforma y productos podrían no funcionar del modo esperado o podrían no ser suficientes para proteger sus redes internas, plataforma y productos contra determinados ataques.

En caso de un ciberataque, ya sea en su propia infraestructura o en la infraestructura de terceros y proveedores que le brindan servicios, la Emisora podría experimentar una interrupción en sus operaciones comerciales, severos daños y pérdida de información de clientes, una pérdida significativa de ingresos o saldos de cuentas, sufriendo costos de respuesta y otras pérdidas económicas, y podría estar sujeta a mayor regulación y litigiosidad, así como a daños en su reputación. Si bien la Emisora prevé continuar implementando dispositivos tecnológicos de seguridad y establecer procedimientos operativos para prevenir alteraciones resultantes de incidentes de ciberseguridad, y contrarrestar sus efectos negativos, es posible que no todos los sistemas actuales y futuros de la Emisora sean o puedan estar totalmente libres de vulnerabilidad, y que estas medidas de seguridad no sean exitosas. En consecuencia, la ciberseguridad es un gran riesgo para la Emisora, y un ciberataque podría afectar negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Emisora.

La capacidad de la Emisora de generar electricidad en sus plantas de generación termoeléctrica depende en parte de la disponibilidad de gas natural y, en menor medida, de combustible líquido.

El abastecimiento y el precio del gas natural y del combustible líquido empleado en las plantas de generación termoeléctrica de la Emisora se encontraron en el pasado, y pueden encontrarse en el futuro, afectados por, entre otras cosas, fluctuaciones de precios, factores geopolíticos (incluido el actual conflicto entre Rusia y Ucrania y las respectivas sanciones contra Rusia aplicadas por algunos miembros de la Unión Europea), así como también por la disponibilidad de gas natural y de combustible líquido en Argentina a raíz de la escasez actual del abastecimiento de gas natural, especialmente en invierno, y la disminución de las reservas en Argentina. En particular, muchos yacimientos de petróleo y gas en Argentina llegaron a un estadio de madurez o requieren de grandes inversiones de capital para extraer gas natural, y debido al entorno económico actual, no fueron objeto de inversiones ni de actividades de desarrollo y exploración significativas y por lo tanto es probable que las reservas se agoten.

CAMMESA está a cargo de gestionar y proveer todos los combustibles necesarios para la operación de las plantas de generación termoeléctrica de la Emisora, salvo por la planta de cogeneración de Luján de Cuyo y, en cierta medida, el suministro de gas para la planta de cogeneración San Lorenzo relacionada con la producción de vapor. La Emisora no puede garantizar que podrá comprar gas natural o combustible líquido en términos comparables a los actualmente vigentes con o que sean totalmente reembolsables por CAMMESA. Por otra parte, la Emisora no puede garantizar el suministro en las condiciones antedichas si en el futuro se viera obligada a comprar su propio gas natural o combustible líquido a terceros para todas sus operaciones. Factores geopolíticos, incluido el actual conflicto entre Rusia y Ucrania y las respectivas sanciones contra Rusia aplicadas por algunos miembros de la Unión Europea, Estados Unidos y otros países, han generado y se prevé que seguirán generando un aumento en el precio y la disponibilidad de gas natural y combustible líquido.

Incluso si la Emisora pudiera obtener el gas natural o combustible líquido necesario y CAMMESA aceptara reembolsar a la Emisora por dichos montos, el momento en que se produzcan dichos reembolsos puede ser incierto. Además, la entrega de gas natural depende de la infraestructura (incluye establecimientos para barcazas, caminos y gasoductos para el transporte de gas natural) disponible para que esté al servicio de las instalaciones de generación. En consecuencia, las plantas de generación termoeléctrica de la Emisora están sujetas a los riesgos de interrupciones o disminuciones en la cadena de suministro de combustible e infraestructura. Cualquiera de dichas interrupciones o disminuciones puede derivar en la indisponibilidad o en un aumento de los precios del gas natural o del combustible líquido. Es más, si en el futuro se le solicitara a la Emisora adquirir su propio gas natural o combustible líquido de terceros a precios que no son totalmente reembolsables por CAMMESA, dicha situación puede tener un efecto adverso sustancial sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. La Resolución N° 70/2018 permitió a las generadoras comprar combustible en el mercado abierto. Sin embargo, desde la sanción de la Resolución N° 12/2019, se restableció la vigencia del artículo 8 de la Resolución N° 95/2013 y del artículo 4 de la Resolución N° 529/2014, centralizando las compras de combustible a través de CAMMESA.

El brote de una enfermedad podría tener consecuencias adversas significativas para las operaciones de la Emisora, incluidos nuevos proyectos.

A fines de diciembre de 2019, se informó a la Organización Mundial de la Salud la existencia de varios casos de neumonía originados en Wuhan, provincia de Hubei (COVID-19, causados por un nuevo coronavirus), confirmándose rápidamente casos en múltiples provincias de China, así como en otros países. El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud calificó al COVID-19 como una pandemia. El gobierno argentino y otros gobiernos de todo el mundo han adoptado diversas medidas para contener la pandemia. El brote de una pandemia, enfermedad o cualquier otra amenaza similar para la salud pública, como la pandemia del COVID-19, que ha tenido y podría continuar teniendo consecuencias significativas adversas para la economía global, podría afectar significativamente y en forma adversa al negocio de la Emisora, su condición financiera y el resultado de sus operaciones. Algunos de los efectos negativos significativos podrían incluir una caída mayor en los precios de mercado de las acciones y los ADS de la Emisora, impactos adversos para los mercados financieros; reducción de la demanda de exportaciones e importaciones y, en consecuencia, de nuestros ingresos, lo cual generaría una reducción en nuestros niveles de actividad e inversiones relacionadas con nuestros campos de producción; caída significativa en el precio internacional de los commodities, debido al efecto combinado de una marcada caída en la demanda y asimismo en la incapacidad de los productores de reducir la oferta en forma ordenada, afectando así negativamente al contexto económico de Argentina; y cambios sustanciales en los negocios y en la conducta social con el consecuente impacto potencial sobre la venta de commodities.

La cuarentena y las medidas restrictivas relacionadas tuvieron y pueden tener importantes consecuencias en la economía argentina, entre ellas una marcada reducción en la demanda y suministro de bienes y servicios, el incremento de la tasa de desempleo y los niveles de pobreza, quiebras de empresas y alteraciones en la cadena de pagos, entre otros efectos. Dicho impacto negativo en la economía argentina puede, a su vez, generar un impacto en la demanda de energía y afectar negativamente el resultado de las operaciones de la Emisora.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables

Las Obligaciones Negociables estarán efectivamente subordinadas al pago del endeudamiento garantizado de la Emisora.

Salvo que se especifique de modo distinto en el respectivo Suplemento de Precio, las Obligaciones Negociables tendrán por lo menos igual prioridad de pago que toda la demás deuda existente y futura no garantizada y no subordinada de la Emisora, salvo respecto de ciertas obligaciones a las que las leyes argentinas le otorgan tratamiento preferencial (incluyendo, entre otras, los créditos fiscales y laborales) y a excepción de las Obligaciones Negociables que se emitan con garantía especial, fija o flotante. Salvo que se especifique de modo distinto en el Suplemento de Precio pertinente, las Obligaciones Negociables contendrán una cláusula que prohíba que incurramos en endeudamiento adicional, y contendrá excepciones significativas a la restricción sobre la posibilidad de la Emisora de incurrir en deuda garantizada. Si la Emisora se declarara en quiebra o fuera 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 las Obligaciones Negociables.

La Emisora también podrá emitir Obligaciones Negociables subordinadas en el marco del Programa. En ese caso, además de la prioridad de ciertos otros acreedores descriptos en los párrafos precedentes, las Obligaciones Negociables subordinadas también estarán sujetas en todo momento al pago de cierta deuda no garantizada y no subordinada, según describa el respectivo Suplemento de Precio.

Es posible que no se desarrolle un mercado activo para las Obligaciones Negociables.

Cada clase de Obligaciones Negociables emitida conforme al Programa constituirá una nueva emisión de Obligaciones Negociables para la que puede no haber un mercado de negociación establecido. La Emisora puede solicitar que las Obligaciones Negociables de una clase sean admitidas en diferentes bolsas o mercados, pero no puede garantizar que, de ser efectuadas, esas solicitudes serán aprobadas. Además, también puede suceder que la Emisora decida no listar las obligaciones de una clase en ninguna bolsa ni sistema de negociación. Es más, aún en el caso de que pueda obtenerse un listado respecto de una emisión de Obligaciones Negociables, la Emisora no puede brindar garantías acerca de su liquidez ni garantizar que se desarrollará o se mantendrá vigente un mercado de negociación para las obligaciones negociables. Si no se desarrollara o se mantuviera vigente un mercado de negociación activo para las Obligaciones Negociables, el precio de mercado y la liquidez de las obligaciones negociables podrían verse negativamente afectados. Si las Obligaciones Negociables se negociaran, puede suceder que se negocien con un descuento sobre su precio de oferta inicial, dependiendo de las tasas de interés vigentes, el mercado para títulos valores similares, el desempeño operativo y la situación financiera de la Emisora, las condiciones económicas generales y otros factores.

Riesgo relacionado con la volatilidad y los acontecimientos en otros países.

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

Los controles cambiarios y las restricciones a las transferencias al exterior podrían perjudicar la capacidad de la Emisora para realizar pagos bajo las Obligaciones Negociables que se encuentren denominadas en moneda extranjera.

Desde 2001 y 2002, Argentina impuso controles cambiarios y restricciones a las transferencias que limitaban sustancialmente la capacidad de las empresas para retener moneda extranjera o realizar pagos al exterior. Los controles cambiarios o restricciones a las transferencias de fondos al exterior pueden impedir la capacidad de la Emisora de cumplir sus compromisos en general, y en particular, de realizar pagos de capital y/o interés bajo las Obligaciones Negociables.

La Emisora podrá rescatar las Obligaciones Negociables antes del vencimiento.

En caso que así se especifique en el Suplemento de Precio correspondiente a una Clase y/o Serie, las Obligaciones Negociables podrán ser rescatadas, en forma total o parcial, a opción de la Emisora (ver Sección *"Rescate y compra - Rescate a Opción de la Emisora - Términos y Condiciones de los Títulos"* en el presente Prospecto, para mayor detalle) en determinadas condiciones, en forma total o parcial. En consecuencia, un inversor podrá no estar en posición de reinvertir los fondos provenientes del rescate en un título similar a una tasa de interés efectiva similar a la de las Obligaciones Negociables.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Es posible que la calificación de crédito de la Emisora no refleje todos los riesgos de invertir en las Obligaciones Negociables.

La(s) calificación(es) de crédito de la Emisora son una evaluación realizada por las sociedades calificadoras de su capacidad para pagar sus deudas a su vencimiento. En consecuencia, cambios reales o previstos en las calificaciones de crédito de la Emisora generalmente afectarán el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Estas calificaciones de crédito podrán no reflejar el potencial impacto de riesgos relacionados con la estructuración o comercialización de las Obligaciones Negociables. Las calificaciones no constituyen una recomendación para comprar, vender o mantener títulos valores, y podrán ser revisadas o retiradas en cualquier momento por la entidad calificadora. La calificación de cada sociedad debe ser evaluada en forma independiente de la calificación de cualquier otra sociedad calificadora.

En caso de concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial los tenedores de las Obligaciones Negociables emitirán su voto en forma diferente a los demás acreedores quirografarios

En caso que la Emisora se encontrare sujeta a concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial, 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 emitidas bajo cualquier Clase y/o Serie, estarán sujetos a las disposiciones previstas por la Ley de Concursos y Quiebras, Ley N° 24.522 y sus modificatorias (la "Ley de Concursos y Quiebras"), y demás normas aplicables a procesos de reestructuración empresariales y, consecuentemente, algunas disposiciones de las Obligaciones Negociables no se aplicarán.

La normativa de la Ley de Concursos y Quiebras establece en su artículo 45 bis un procedimiento de votación diferencial al de los restantes acreedores quirografarios a los efectos del cómputo de las dobles mayorías requeridas (de personas y de capital) por la Ley de Concursos y Quiebras, las cuales exigen mayoría absoluta de acreedores que representen 2/3 partes del capital quirografario. Conforme este sistema diferencial, el poder de negociación de los titulares de las Obligaciones Negociables puede ser significativamente menor al de los demás acreedores de la Emisora.

En particular, la Ley de Concursos y Quiebras establece en su artículo 45 bis que en el caso de títulos emitidos en serie, tales como las Obligaciones Negociables, los titulares de las mismas que representen créditos contra el concursado participarán de la obtención de conformidades para la aprobación de una propuesta concordataria y/o de un acuerdo de reestructuración de dichos créditos conforme un sistema que difiere de la forma del cómputo de las mayorías para los demás acreedores quirografarios. Dicho procedimiento establece entre otros, que: (i) se reunirán en asamblea convocada por el fiduciario o por el juez en su caso; (ii) en ella los participantes expresarán su conformidad o rechazo a la propuesta de acuerdo preventivo que les corresponda, y manifestarán a qué alternativa adhieren para el caso que la propuesta fuere aprobada; y (iii) la conformidad se computará por el capital que representen todos los que hayan dado su aceptación a la propuesta, y como si fuera otorgada por una sola persona; las negativas también serán computadas como una sola persona.

En adición a ello, ciertos precedentes jurisprudenciales han sostenido que aquellos titulares de las Obligaciones Negociables que no asistan a la asamblea para expresar su voto o que se abstengan de votar, no serán computados a los efectos de los cálculos que corresponden realizar para determinar dichas mayorías. Sin perjuicio de ello, la Corte Suprema de Justicia de la Nación ha revocado una decisión en ese sentido, con lo cual la cuestión se encuentra controvertida a nivel jurisprudencial.

La consecuencia del régimen de obtención de mayorías antes descrito y de los precedentes judiciales mencionados hace que, en caso que la Emisora entre en un proceso concursal o de reestructuración de sus pasivos, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables con relación al de los restantes acreedores financieros y comerciales pueda verse disminuido.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

POLÍTICAS DE LA EMISORA

Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales

La Emisora se propone consolidar y hacer crecer su posicionamiento dentro del sector energético de Argentina, manteniendo su actual base de activos, y adquiriendo y desarrollando nuevos activos relacionados con el sector.

Gestión Ambiental

A la fecha de este Prospecto, la Emisora no ha sido denunciada ni es parte en ningún proceso judicial vinculado a cuestiones ambientales.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora ha gestionado todos los permisos ambientales exigidos por la normativa ambiental aplicable y dispone de los planes de gestión ambiental aprobados por la autoridad regulatoria pertinente. A fin de mantener altos estándares en materia ambiental, la Emisora realiza controles periódicos cuyos resultados se enmarcan dentro de los límites permitidos por la legislación vigente.

Las actividades de la Emisora están sujetas a ciertas reglamentaciones ambientales. La gerencia considera que sus operaciones cumplen, en todos los aspectos relevantes, con las leyes y reglamentaciones aplicables en materia de protección ambiental. Asimismo, la Emisora contabiliza provisiones para desmantelamiento de activos renovables eólicos y solares en base a los compromisos asumidos con los propietarios de los terrenos donde se encuentran ubicados. La Emisora evalúa los posibles cambios relevantes en la legislación ambiental relacionada con su actividad y no ha identificado cambios significativos en el futuro inmediato.

La Emisora ha desarrollado un amplio programa de cumplimiento y gestión del medio ambiente que está sujeto a auditorías periódicas internas y externas por parte de TÜV Rheinland.

El día 12 de julio de 2021, se inició el proceso de Auditoría Externa de mantenimiento de Certificados ISO 9001 e ISO 14001 y Certificación ISO 45001 para las centrales Brigadier López e Hidroeléctrica Piedra del Águila. Finalizado el proceso el día 23 de julio de 2021 y después de una evaluación positiva por el equipo auditor, se recomendará el mantenimiento de los Certificados ISO 9001:2015 e ISO 14001:2015. al Centro de Certificación de TÜV Rheinland correspondiente y la certificación ISO 45001:2018 para los sitios Brigadier López e Hidroeléctrica Piedra del Águila.

Standard: ISO 14001:2015

Certificado N°01 10406 1629668
Titular del Certificado: Central Puerto S.A. (Av. Tomás Alva Edison 2701, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina).
Alcance: generación de energía eléctrica a partir de energía hidráulica, energía térmica (combustibles gaseosos y líquidos), energía eólica. Producción de vapor. Operación y mantenimiento de líneas de muy alta tensión.
Validez: El certificado es válido desde el 18 de agosto de 2022 al 12 de julio de 2025.

El certificado incluye las siguientes centrales:

N°	Nombre/Ubicación	Alcance
1	Central Planta Buenos Aires Av. Thomas Edison 2701 Ciudad Autónoma de Buenos Aires	Generación de energía eléctrica a partir de energía térmica (combustibles gaseosos y líquidos).
2	Central Mendoza Parque Industrial Provincial, Ruta 84 s/n, Lujan de Cuyo, Provincia de Mendoza	Generación de energía eléctrica a partir de energía térmica (combustibles gaseosos y líquidos). Producción de vapor.
3	Central Hidroeléctrica Piedra del Águila Ruta Nacional 237, Km 1450.5 8315 Piedra del Águila Provincia de Neuquén	Generación de energía eléctrica a partir de energía hidráulica.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

N°	Nombre/Ubicación	Alcance
4	a/c Central Puerto S.A.- para su subsidiaria Parque Eólico Achiras, Lote 325, Parcela 1274 (Latitud 33° 12´ 44,23´´S, Longitud 65° 5´ 16,52´´O), Achiras, Córdoba – Argentina	Generación de energía eléctrica a partir de energía eólica.
5	a/c Central Puerto S.A. – para su subsidiaria Parque Eólico La Castellana, Camino rural a la altura de la RN 3, Km 712,5 (Latitud 38° 38´22,40´´ S, Longitud 62° 43´1,04´´ O), Villarino, Buenos Aires - Argentina	Generación de energía eléctrica a partir de energía eólica.
6	Planta Brigadier López Ruta 11 Km 455 3017 Parque Industrial Sauce Viejo, Calle 8, Colectora Norte Santa Fe - Argentina	Generación de energía eléctrica a partir de energía térmica (combustibles gaseosos y líquidos).
7	a/c Central Puerto S.A.- para su subsidiaria Parque Eólico La Castellana II Ruta 3 km 712,5 sobre camino vecinal, Villarino, Buenos Aires - Argentina.	Generación de energía eléctrica a partir de energía eólica.
8	a/c Central Puerto S.A.- para su subsidiaria Parque Eólico La Genoveva II Ruta 51 Km 705, Cabildo, Buenos Aires - Argentina	Generación de energía eléctrica a partir de energía eólica.
9	a/c Central Puerto S.A.- para su subsidiaria Parque Eólico Manque (Latitud 33°13’35.26”S; Longitud 65° 4’38.69”O), Achiras. Córdoba – Argentina	Generación de energía eléctrica a partir de energía eólica.
10	a/c Central Puerto S.A.- para su subsidiaria Parque Eólico Los Olivos (Latitud 33°13'50.34"S; Longitud 65° 2'59.94"O) Achiras. Córdoba - Argentina	Generación de energía eléctrica a partir de energía eólica.
11	a/c Central Puerto S.A.- para su subsidiaria Parque Eólico La Genoveva I Ruta 51 Km 705, Cabildo, Buenos Aires, Argentina	Generación de energía eléctrica a partir de energía eólica.
12	- Planta Cogeneración San Lorenzo Combate Punta Quebracho s/n (esquina Vucetich), zona rural Puerto Gral. San Martín, Santa Fe, Argentina	Generación de energía eléctrica a partir de energía térmica (combustibles gaseosos y líquidos). Operación y mantenimiento de una línea de extra alto voltaje (EVL)

Certificado: Nº: 01 10406 2329630
Titular del Certificado: Central Costanera S.A. Av. España 3301.Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
Alcance: Generación de energía eléctrica a partir de: energía térmica (combustible gaseoso y líquido).
Validez: El certificado es válido hasta el 27 de julio de 2025.

El certificado incluye las siguientes centrales:

N°	Nombre/Ubicación	Alcance
1	Central Costanera S.A. Av. España 3301 Ciudad Autónoma de Buenos Aires	Generación de energía eléctrica a partir de: energía térmica (combustibles gaseosos y líquidos).

Por otra parte, de acuerdo con lo previsto en el artículo 22 de la Ley General del Ambiente N° 25.675, la Emisora cuenta con una póliza de seguro ambiental por Daño Ambiental de Incidencia Colectiva, en cumplimiento con la disposición legal.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Seguridad e Higiene

La gestión de la seguridad, higiene y salud ocupacional tiene como fin preservar la integridad de las personas y de los bienes propios y de terceros, asumiendo que:

- todos los accidentes y enfermedades del trabajo pueden ser evitados
- el cumplimiento de las normas de seguridad, higiene y salud ocupacional establecidas es responsabilidad de todos aquellos que desarrollan actividades en las plantas; y
- la toma de conciencia de los individuos contribuye a lograr el bienestar en el trabajo y un mejor desarrollo personal y colectivo de quienes forman parte de la comunidad laboral.

En agosto de 2023, TÜV Rheinland realizó una serie de auditorías para la recertificación de las normas ISO, con el objetivo de ampliar los certificados existentes e incluir siete nuevos emplazamientos: los parques eólicos Castellana, Castellana II, Genoveva, Genoveva II, Achiras, Manque y Olivos. A la fecha de este Prospecto, la Emisora posee los siguientes certificados:

Standard: ISO 45001:2018

Certificado N° 01 21306 2329655

Titular del Certificado: Central Puerto S.A. Ruta Nacional 237, Km 1450.5 (8315) Piedra del Águila Provincia de Neuquén Argentina.
Alcance: generación de energía eléctrica a partir de energía hidráulica, energía térmica (combustibles gaseosos y líquidos) y energía eólica.
Validez: El certificado es válido desde el 05 de octubre de 2021 al 4 de octubre de 2024.

El certificado incluye las siguientes centrales:

N°	Nombre/Ubicación	Alcance
1	Central Hidroeléctrica Piedra del Águila Ruta Nacional 237, Km 1450.5 8315 Piedra del Águila Provincia de Neuquén	Generación de energía eléctrica a partir de energía hidráulica.
2	Central Puerto S.A. – Planta Brigadier López Ruta 11 Km 455 3017 Parque Industrial Sauce Viejo, Calle 8, Colectora Norte Santa Fe - Argentina	Generación de energía eléctrica a partir de energía térmica (combustibles gaseosos y líquidos).
3	a/c Central Puerto S.A.- para su subsidiaria Parque Eólico Achiras, Lote 325, Parcela 1274 (Latitud 33° 12´ 44,23´´S, Longitud 65° 5´ 16,52´´O), Achiras, Córdoba – Argentina	Generación de energía eléctrica a partir de energía eólica.
4	a/c Central Puerto S.A. – para su subsidiaria Parque Eólico La Castellana, Camino rural a la altura de la RN 3, Km 712,5 (Latitud 38° 38´22,40´´ S, Longitud 62° 43´1,04´´ O), Villarino, Buenos Aires - Argentina	Generación de energía eléctrica a partir de energía eólica.
5	a/c Central Puerto S.A.- para su subsidiaria Parque Eólico La Castellana II Ruta 3 km 712,5 sobre camino vecinal, Villarino, Buenos Aires - Argentina.	Generación de energía eléctrica a partir de energía eólica.
6	a/c Central Puerto S.A.- para su subsidiaria Parque Eólico La Genoveva II Ruta 51 Km 705, Cabildo, Buenos Aires - Argentina	Generación de energía eléctrica a partir de energía eólica.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

N°	Nombre/Ubicación	Alcance
7	a/c Central Puerto S.A.- para su subsidiaria Parque Eólico Manque (Latitud 33°13'35.26"S; Longitud 65° 4'38.69"O), Achiras. Córdoba – Argentina	Generación de energía eléctrica a partir de energía eólica.
8	a/c Central Puerto S.A.- para su subsidiaria Parque Eólico Los Olivos (Latitud 33°13'50.34"S; Longitud 65° 2'59.94"O) Achiras. Córdoba - Argentina	Generación de energía eléctrica a partir de energía eólica.
9	a/c Central Puerto S.A.- para su subsidiaria Parque Eólico La Genoveva I Ruta 51 Km 705, Cabildo, Buenos Aires, Argentina	Generación de energía eléctrica a partir de energía eólica.

Certificado: Nº: 01 21306 2329630
Titular del Certificado: Central Costanera S.A. Av. España 3301.Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
Alcance: Generación de energía eléctrica a partir de: energía térmica (combustibles gaseosos y líquidos).
Validez: El certificado es válido hasta el 27 de julio de 2025.

El certificado incluye las siguientes centrales:

N°	Nombre/Ubicación	Alcance
1	Central Costanera S.A. Av. España 3301 Ciudad Autónoma de Buenos Aires	Generación de energía eléctrica a partir de: energía térmica (combustibles gaseosos y líquidos).

Sistema Integrado de Gestión con certificaciones ISO

La dirección de Central Puerto ha fijado para sus plantas de generación de energía eléctrica y producción de vapor la implementación de un sistema integrado de gestión ("SIG") a fin de satisfacer las necesidades y los requerimientos de las políticas propias, de sus objetivos, de los clientes, de la normativa vigente y de las normas internacionales ISO (por sus siglas en inglés, *International Organization for Standarization*) 9001/2015 en Calidad, ISO 14001/2015 en Medio Ambiente e ISO 45001/2018 (*Occupational Health and Safety Assessment Series*). El SIG está certificado por organismos de reconocido prestigio internacional y es auditado periódicamente como las referidas normas lo establecen.

Los objetivos a alcanzar a través de la implementación del SIG son:

- dotar a las plantas de herramientas de gestión útil y proactiva;
- asegurar la calidad de los procesos;
- satisfacer los requerimientos del cliente;
- buscar la mejora continua de los procesos;
- preservar la integridad de las personas y los bienes propios y de terceros;
- prevenir la contaminación;
- usar racionalmente los recursos;
- preservar el equilibrio ecológico; y
- mejorar la calidad de vida.

Central Puerto identifica los procesos y el apoyo necesario para la correcta operatividad de un SIG sostenible, participativo y no burocrático que sirva para implementar, en la actividad cotidiana, los principios establecidos por la dirección, en la política integrada de medio ambiente, calidad, seguridad, higiene y salud ocupacional, asegurando para ello la disponibilidad de recursos humanos, materiales y financieros. Central Puerto ha utilizado el modelo de gestión basado en "planificar-hacer-verificar-actuar" de modo de garantizar su mantenimiento y mejora continua para el SIG de sus plantas, el cual involucra uno o más de los siguientes sistemas:

- Sistema de Gestión de la Calidad
- Sistema de Gestión Ambiental
- Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud Ocupacional

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

El alcance individual del SIG en cada central es el siguiente:

- Complejo Puerto:
    - Planta Nuevo Puerto: SGA con Certificado ISO 14001/2015 y SGC con Certificado ISO 9001/2015
    - Planta Puerto Nuevo: SGA con Certificado ISO 14001/20015 y SGC con Certificado ISO 9001/2015
    - Puerto de Ciclo Combinado: SGA con Certificado ISO 14001/2015 y SGC con Certificado ISO 9001/2015

  Organismo Certificador:

  Año 2004 a 2015: IRAM

  Año 2016 a 2023: TÜV Rheinland

- Planta Luján de Cuyo: SGA con Certificado ISO 14001/2015 y SGC con Certificado ISO 9001/2015.

  Organismo Certificador:

  Año 2004 a 2015: SGS

  Año 2016 a 2023: TÜV Rheinland

- Planta Piedra del Águila: SGA con Certificado ISO 14001/2015, SGC con Certificado ISO 9001/2015 y Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud Ocupacional con Certificado ISO 45001:2018 (desde marzo de 2021).

  Organismo Certificador:

  Año 2004 a 2015: IRAM

  Año 2016 a 2023 (2024 para ISO 45001): TÜV Rheinland

- Planta Brigadier López: SGA con Certificado ISO 14001/2015, SGC con Certificado ISO 9001/2015 y Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud Ocupacional con Certificado ISO 45001:2018 (desde marzo de 2021).

  Organismo Certificador:

  Año 2019 a 2023 (2024 para ISO 45001): TÜV Rheinland

- Parques Eólicos Achiras, La Castellana I, La Castellana II y La Genoveva II: Sistema de Gestión de Calidad con Certificado ISO 14001/2015, Sistema de Control de Calidad con certificado 9001/2015 y Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud Ocupacional con Certificado ISO 45001:2018 (desde julio de 2022).

  Organismo Certificador:

  Año 2019 a 2023 (2024 para ISO 45001): TÜV Rheinland

- Parques Eólicos Manque y Los Olivos: Sistema de Gestión Ambiental con Certificado ISO 14001/2015, Sistema de Gestión de Calidad con Certificado ISO 9001/2015 y Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud Ocupacional con Certificado ISO 45001:2018 (desde julio de 2022).

  Órgano certificador:

  Año 2020 a 2023 (2024 para ISO 45001): TÜV Rheinland

- Parques Eólicos La Genoveva I: Sistema de Gestión Ambiental con Certificado ISO 14001/2015, Sistema de Gestión de Calidad con Certificado ISO 9001/2015 y Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud Ocupaciones con Certificado ISO 45001:2018 (desde julio 2022).

  Órgano certificador:

  Año 2021 a 2023: TÜV Rheinland

- Cogeneración San Lorenzo: Sistema de Gestión Ambiental con Certificado ISO 14001/2015, Sistema de Gestión de Calidad con Certificado ISO 9001/2015.

  Órgano certificador:

  Año 2021 a 2023: TÜV Rheinland

- Central Costanera: Sistema de Gestión Ambiental con Certificado ISO 14001/2015, Sistema de Gestión de Calidad con certificado ISO 9001/2015 y Sistema de Gestión Sanitaria con ISO 45001/2018.

  Órgano certificador:

  Año 2023: TÜV Rheinland

Central Puerto ha dispuesto que el SIG sea revisado cuando se producen modificaciones en el organigrama, en los procedimientos operativos, en los procesos o en las instalaciones, incorporando los cambios que correspondan. Una vez realizados estos últimos, se efectúa un análisis integral considerando las interrelaciones existentes, a los efectos de evitar superposiciones u omisiones. En caso de que no se produzcan modificaciones, la revisión del SIG se realiza cada cinco años, a menos que en ese período se emita una nueva versión de las Normas ISO de referencia, en cuyo caso se realiza la adaptación del SIG para cumplir con la nueva normativa.

Política de Dividendos

Los accionistas tienen derecho a percibir dividendos. La siguiente información describe las últimas distribuciones de dividendos. Por favor tenga en cuenta que los pesos informados son equivalentes a los pesos distribuidos en ese momento en el tiempo y no están ajustados por inflación al 31 de diciembre de 2023:

- El 23 de diciembre de 2022, aprobamos y dispusimos dividendos por Ps. 2.88 en efectivo por acción ordinaria, los cuales fueron pagados el 30 de diciembre de 2022.

- El 2 de noviembre de 2023, anunciamos el pago de dividendos equivalentes a Ps. 29.72 por acción pagaderos 93% en bonos soberanos y 7% en efectivo, distribuidos el 16 de noviembre de 2023.

- El 1 de diciembre de 2023, anunciamos el pago de dividendos equivalentes a Ps. 32.43 por acción pagaderos 91.68% en bonos soberanos, 7% en efectivo en Ps. y 1.32% en efectivo en US$ distribuidos el 18 de diciembre de 2023.

- El 15 de diciembre de 2023, anunciamos el pago de dividendos equivalentes a Ps. 11.00 por acción pagaderos 93% en efectivo en US$ y 7% en efectivo en Ps. distribuidos el 27 de diciembre de 2023.

- El 2 de enero de 2024, anunciamos el pago de dividendos equivalentes a Ps. 5.75 por acción pagaderos 93% en efectivo en US$ y 7% en efectivo en Ps. distribuidos el 11 de enero de 2024.

En el futuro, podríamos decidir pagar dividendos de acuerdo con la legislación aplicable y en función de diversos factores existentes en ese momento, entre ellos:

-nuestra situación financiera, resultados de explotación y necesidades de tesorería actuales y previstas;
-nuestros planes estratégicos, perspectivas de negocio y gastos de capital de expansión;
-las condiciones económicas y empresariales generales;
-nuestros planes estratégicos y perspectivas empresariales;
-las restricciones legales, contractuales y reglamentarias a nuestra capacidad para pagar dividendos; y

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

-otros factores que nuestro Consejo de Administración pueda considerar relevantes.

De acuerdo con la Ley de Sociedades Comerciales argentina, la declaración y el pago de dividendos anuales, en la medida en que la sociedad presente utilidades retenidas de conformidad con las NIIF y las normas de la CNV, son determinados por los accionistas en la asamblea ordinaria anual de accionistas. Además, de acuerdo con la Ley de Sociedades Comerciales argentina, el 5,00% del resultado neto del ejercicio calculado de acuerdo con las NIIF y las normas de la CNV debe ser destinado, por acuerdo de la asamblea de accionistas, a la constitución de una reserva legal hasta que ésta alcance el 20,00% del capital social. Esta reserva legal no es distribuible.

De acuerdo a las modificaciones introducidas a la Ley de Impuesto a las Ganancias mediante las leyes y reglamentaciones vigentes, la tributación aplicable sobre la distribución de dividendos de las sociedades argentinas sería la siguiente:

1. Dividendos originados en utilidades obtenidas durante ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2020: los dividendos sobre acciones argentinas pagados a personas físicas residentes en el país y/o residentes no argentinos estarían sujetos a una retención del 7,00% del impuesto a las ganancias sobre el monto de dichos dividendos ("Impuesto a los Dividendos"). Nótese que de acuerdo con el artículo 48 de la Ley Nº 27.541, la aplicación de la alícuota corporativa del 25,00% fue suspendida por un período fiscal; por lo tanto, la alícuota del 7,00% también se aplicaría para las distribuciones de dividendos que involucren utilidades obtenidas durante los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2021. Sin embargo, si los dividendos se distribuyen a entidades argentinas (en general, entidades organizadas o constituidas conforme a la legislación argentina, determinados comerciantes e intermediarios, sucursales locales de entidades no argentinas, empresas unipersonales y personas físicas que realicen determinadas actividades comerciales en Argentina), no debería aplicarse el Impuesto sobre los Dividendos. El Impuesto de Nivelación (según se define más adelante) no es aplicable.

Las personas físicas y sucesiones indivisas argentinas radicadas en Argentina no pueden compensar ganancias provenientes de la distribución de dividendos sobre acciones argentinas con otras pérdidas originadas en otro tipo de operaciones.

2. Dividendos originados en utilidades obtenidas durante ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2021 en adelante: debido a las modificaciones introducidas por la Ley 27.630; los dividendos sobre acciones argentinas pagados a personas físicas residentes en el país y/o no residentes en el país estarían sujetos a una retención del impuesto a las ganancias del 7,00% sobre el monto de dichos dividendos. Sin embargo, si los dividendos se distribuyen a entidades argentinas, no se aplicará el impuesto sobre los dividendos. El Impuesto de Nivelación no es aplicable.

3. Dividendos originados en beneficios obtenidos durante períodos impositivos anteriores a los contemplados anteriormente: no se aplicaría retención alguna del IRPF argentino sobre las distribuciones de dividendos salvo por la aplicación del Impuesto de Nivelación.

El impuesto de nivelación (el "Impuesto de Nivelación") es aplicable cuando los dividendos distribuidos son superiores a la "ganancia neta acumulada gravable" del periodo fiscal inmediato anterior a partir del cual se realiza la distribución. Para determinar la "ganancia neta acumulada gravable" a partir de la ganancia calculada por la Ley del Impuesto sobre la Ganancia, se debe restar el impuesto sobre la ganancia pagado en el mismo periodo fiscal y sumar a dicha ganancia los dividendos locales recibidos en el periodo fiscal anterior. El Impuesto de Nivelación se impondría como una retención del 35.00% al accionista que recibe el dividendo. Las distribuciones de dividendos efectuadas en bienes (distintos del efectivo) estarían sujetas a las mismas normas fiscales que los dividendos en efectivo. Los dividendos en acciones liberadas no están sujetos al impuesto de igualación.

Para las personas físicas y sucesiones indivisas argentinas no registradas ante las autoridades fiscales argentinas como contribuyentes a efectos del impuesto sobre la ganancia, así como para los no residentes en Argentina, la retención del Impuesto sobre Dividendos se considerará un pago final. Las personas físicas y sucesiones indivisas argentinas no podrán compensar las ganancias provenientes de la distribución de dividendos sobre acciones argentinas con pérdidas provenientes de otro tipo de operaciones.

De conformidad con los términos de la modificación del Préstamo Brigadier López entre la Compañía y Citibank N.A., JP Morgan Chase Bank N.A. y Morgan Stanley Senior Funding INC. de fecha 22 de diciembre de 2020, la Compañía quedó impedida de realizar pagos de dividendos durante 2021 y limitada a un máximo de US$25,0 millones y US$20,0 millones en el pago de dividendos para 2022 y 2023, respectivamente. El 19 de octubre de 2023, realizamos un prepago al préstamo sindicado celebrado con Citibank N.A., JP Morgan Chase Bank N.A. y Morgan Stanley Senior Funding INC por un monto de US$49,043,078. Este prepago permitió a Central Puerto realizar pagos de dividendos que estaban restringidos por este préstamo. A la fecha de este informe anual, la Compañía no tiene restricciones asociadas a este préstamo para el pago de dividendos. Después de dicho pago, el principal adeudado ascendía a US$6,056,922, el cual fue pagado en su totalidad el 12 de enero de 2024.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

A la fecha de este informe, de acuerdo con las regulaciones del Banco Central, se requiere obtener una autorización previa para tener acceso al Mercado de Divisas para la compra de moneda extranjera (paso necesario para realizar transferencias internacionales) para el pago de dividendos. Sin embargo, a la fecha de este informe anual, no existe ninguna restricción por parte del Banco Central para utilizar el efectivo y equivalentes en moneda extranjera que la empresa pueda tener para pagar dividendos a sus accionistas.

Además, a partir del 17 de enero de 2020, de conformidad con la normativa del Banco Central, se permite el acceso al mercado de divisas para el pago de dividendos a los accionistas no residentes, sujeto al requisito de que el importe total de las transferencias ejecutadas a través del mercado de divisas para el pago de dividendos a los accionistas no residentes no podrá superar el 30,00% del valor total de las nuevas aportaciones de capital realizadas en la sociedad que hayan sido ingresadas y liquidadas a través de dicho mercado de divisas. El monto total pagado a los accionistas no residentes no podrá exceder el monto correspondiente denominado en Pesos Argentinos que haya sido determinado por la correspondiente asamblea de accionistas.

Importe disponible para distribución

Los dividendos sólo pueden declararse y pagarse legalmente con cargo a los beneficios que figuran en nuestros estados financieros consolidados anuales aprobados por la junta ordinaria anual de accionistas. De conformidad con la Ley de Sociedades Comerciales argentina, las sociedades que cotizan en bolsa (como nosotros) pueden distribuir dividendos provisionales o dividendos anticipados resultantes de estados financieros provisionales.

De conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas y el estatuto de la sociedad, el beneficio neto anual (ajustado para reflejar los cambios en los resultados de ejercicios anteriores) se distribuye en el siguiente orden: (i) para cumplir con la reserva legal del 5,00% del beneficio neto hasta que dicha reserva alcance el 20,00% del capital social; (ii) para reservas voluntarias o contingentes, según lo acuerden ocasionalmente nuestros accionistas en la asamblea ordinaria anual de accionistas; (iii) el resto de los ingresos netos del ejercicio puede distribuirse como dividendos sobre acciones ordinarias; y/o (iv) según lo decidan de otro modo nuestros accionistas en la asamblea ordinaria anual de accionistas.

El Consejo de Administración somete a la aprobación de la Junta General de Accionistas los estados financieros consolidados del ejercicio anterior, junto con los informes del Comité de Vigilancia y de los auditores independientes. Dentro de los cuatro meses siguientes al cierre de cada ejercicio, debe celebrarse una asamblea ordinaria de accionistas para aprobar nuestros estados financieros consolidados anuales y determinar la asignación de nuestro beneficio neto correspondiente a dicho ejercicio.

De conformidad con la reglamentación aplicable de la CNV, los dividendos en efectivo deben pagarse a los accionistas en un plazo de 30 días a partir de la fecha de aprobación de dichos dividendos por la asamblea de accionistas. En el caso de los dividendos en acciones, las acciones deben entregarse en un plazo de tres meses a partir de la recepción por nuestra parte de la notificación de la autorización de la CNV para la oferta pública de las acciones correspondientes a dichos dividendos. El plazo de prescripción del derecho de cualquier accionista a percibir los dividendos declarados por la asamblea de accionistas es de tres años a partir de la fecha en que se haya puesto a disposición del accionista.

Programa de recompra de acciones propias

Con fecha 13 de octubre de 2022, el Directorio de la Sociedad aprobó la creación de un programa de adquisición de acciones propias emitidas por la Sociedad, conforme la norma vigente, por un monto máximo de hasta USD 10.000.000 o el monto menor que resulte en la adquisición hasta alcanzar el 10% del capital social y por un plazo de 180 días corridos contados a partir del día hábil siguiente a la fecha de publicación de la compra en los medios de comunicación al mercado. Dicho programa venció el 11 de abril de 2023. Bajo el marco del programa la subsidiaria CPR recompró 125.782 acciones de CPSA por un valor total de 88.842.

Con fecha 24 de agosto de 2023, el Directorio de la Sociedad aprobó la creación de un nuevo programa de adquisición de acciones propias emitidas por la Sociedad, conforme la norma vigente, por un monto máximo de hasta USD 10.000.000 o el monto menor que resulte en la adquisición hasta alcanzar el 10% del capital social y por un plazo de 180 días corridos contados a partir del día hábil siguiente a la fecha de publicación de la compra en los medios de comunicación al mercado, sujeto a cualquier renovación o extensión del plazo.

El procedimiento de recompra podrá ser realizado por la Sociedad y/o sus subsidiarias, con un límite diario para operaciones de hasta el 25% del volumen promedio de transacciones diarias para la acción en los mercados en los que cotiza, considerando para ello los 90 días hábiles de cotización anteriores. El precio máximo a pagar por las acciones es de USD 8 por ADR ("American Depositary Receipt") en el NYSE y hasta un máximo de Pesos 605 por acción en BYMA, el cual luego fue incrementado a ARS 800 por acción según lo dispuesto por el Directorio de la Sociedad con fecha 17 de octubre de 2023. Al 31 de diciembre de 2023 CPSA ha recomprado bajo el marco del programa 2.299.993 acciones por un valor total de Ps.1.659,78 millones.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Las operaciones realizadas a través de ambos programas han sido registradas como adquisiciones de acciones propias de acuerdo a lo previsto por la NIC 32, por lo cual la consideración pagada por tales acciones fue reconocida directamente en el patrimonio neto bajo el rubro "Otras cuentas del patrimonio".

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

INFORMACIÓN SOBRE DIRECTORES, ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

Directorio

Según lo previsto bajo la Ley General de Sociedades, el Directorio está a cargo de la administración de la Emisora y por lo tanto adopta todas las decisiones en relación con ello, así como las decisiones expresamente previstas en la Ley General de Sociedades, los estatutos de la Emisora y demás reglamentaciones aplicables. Asimismo, el Directorio es generalmente responsable de la ejecución de las resoluciones adoptadas por las asambleas de accionistas y por el cumplimiento de cualquier tarea en particular expresamente delegada por los accionistas.

De acuerdo con el estatuto social de la Emisora, su Directorio debe estar conformado por nueve directores titulares por períodos de tres años y su composición será renovada por un tercio de los miembros y los accionistas pueden también designar una cantidad igual o menor de directores suplentes, A la fecha de este Prospecto, el Directorio de la Emisora está compuesto por nueve directores titulares y nueve directores suplentes. Todos los directores residen en Argentina.

En virtud de que la totalidad de los directores actuales fueron designados mediante la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2023 y la composición deber ser renovada por tercios, las duraciones en el cargo de los directores actuales varían entre 1 y 3 ejercicios. De acuerdo con el artículo 257 de la Ley General de Sociedades, los directores mantienen sus cargos hasta la siguiente asamblea ordinaria anual donde se designen directores.

La actual composición del Directorio de la Emisora fue resuelta por la Asamblea General Ordinaria de accionistas celebrada el 30 de abril de 2024.

De acuerdo con el Artículo 26 del estatuto social de la Emisora, el Directorio tiene las más amplias facultades y atribuciones para la dirección, organización y administración de la Emisora, sin otras limitaciones que las que resulten de la normativa aplicable. El presidente es el representante legal de la Emisora.

Las autoridades detalladas a continuación se encuentran pendiente de inscripción en el Registro Público de Comercio.

A continuación, se detalla la actual composición del Directorio de la Emisora:

Nombre	Cargo	CUIL	Carácter*	Fecha de la primera designación en el directorio	Fecha de vencimiento del mandato vigente	Fecha de nacimiento
Osvaldo Arturo Reca	Presidente del Directorio	20-10176569-6	No Independiente	30 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026	14 de diciembre de 1951
Miguel Dodero	Vicepresidente del Directorio	20-11450697-5	No Independiente	21 de septiembre de 2015	31 de diciembre de 2025	16 de febrero de 1955
José Luis Morea	Director	20-11773941-5	Independiente	30 de abril de 2019	31 de diciembre de 2025	19 de octubre de 1954
Tomás José White	Director	20-12946343-1	Independiente	27 de abril de 2018	31 de diciembre de 2025	18 de mayo de 1957
Marcelo Atilio Suva	Director	20-05081825-0	No Independiente	22 de julio de 2008	31 de diciembre de 2024	27 de julio de 1948
Jorge Eduardo Villegas	Director	20-07621383-7	Independiente	28 de abril de 2017	31 de diciembre de 2024	9 de enero de 1949
Martina Blanco	Directora	27-33362642-5	No Independiente	29 de abril 2022	31 de diciembre de 2024	18 de octubre de 1987
Martín Lhez	Director	20-20225760-8	Independiente	29 de abril de 2022	31 de diciembre de 2026	21 de abril de 1968
Diego Gustavo Petracchi	Director	20-22847770-3	No Independiente	27 de abril 2018	31 de diciembre de 2026	17 de julio de 1972
José Manuel Ortiz	Director Suplente	20-14014235-3	No Independiente	15 de abril 2009	31 de diciembre de 2025	6 de agosto de 1960

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Nombre	Cargo	CUIL	Carácter*	Fecha de la primera designación en el directorio	Fecha de vencimiento del mandato vigente	Fecha de nacimiento
Adrián Gustavo Salvatore	Director Suplente	20-18403083-8	No Independiente	27 de abril de 2018	31 de diciembre de 2025	26 de abril de 1967
Martín Orozco	Director Suplente	20-17796306-3	Independiente	28 de abril de 2023	31 de diciembre de 2025	10 de octubre de 1965
Mario Elizalde	Director Suplente	20-11045373-7	No Independiente	11 de julio de 2007	31 de diciembre de 2024	26 de julio de 1964
José Manuel Pazos	Director Suplente	20-22364131-9	No Independiente	30 de abril de 2019	31 de diciembre de 2024	14 de septiembre de 1971
Alejo Villegas	Director Suplente	20-28030011-0	Independiente	30 de abril de 2021	31 de diciembre de 2024	16 de febrero de 1980
Ramón Nazareno Ulloa	Director Suplente	20-14014616-2	Independiente	29 de abril 2022	31 de diciembre de 2026	13 de agosto de 1960
Rubén Omar López	Director Suplente	20-16900928-8	No Independiente	27 de abril de 2018	31 de diciembre de 2026	17 de abril de 1964
Fernando Roberto Bonnet	Director Suplente	20-25912893-6	No Independiente	30 de abril de 2024	31 de diciembre de 2026	23 de marzo de 1977

* *De acuerdo con las normas de la CNV, las cuales difieren de los requisitos impuestos por la NYSE a emisores estadounidenses.*

Nota: Sin perjuicio del vencimiento de su mandato vigente, conforme al estatuto de la Emisora, los directores permanecen en sus cargos hasta la próxima asamblea de accionistas.

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales y académicos de los miembros del Directorio de la Emisora. El domicilio comercial de cada uno de los miembros del Directorio es Avda. Thomas Edison 2701, Buenos Aires, Argentina.

Miguel Dodero es Licenciado en Administración de Empresas egresado de la Universidad de Buenos Aires. Es miembro del Directorio de la Emisora desde el año 2015. Anteriormente, ocupó cargos en Agencia Marítima Dodero S.A. y Compañía Argentina de Navegación Intercontinental S.A. Desde el año 1990 hasta septiembre de 2014 se desempeñó como presidente de Dodero Inmobiliaria y Mandataria S.A. Desde 1989, es Presidente de M. Dodero Compañía de Servicios S.A., y desde el año 2008 es presidente de Full Logistics S.A., y también es accionista de ambas compañías. Además, actualmente se desempeña como director de IGCE, DGCU y DGCE.

Diego Gustavo Petracchi es Licenciado en Economía por la Universidad Católica Argentina y Magíster en Ciencias de la Administración (Programa Sloan) por la Universidad de Stanford. Es el fundador y actualmente se desempeña como director ejecutivo de Yugen S.A. (We Care), una empresa de residencia para adultos mayores premium. De 2006 a 2015 fue director de NDM Holding (Valle de las Leñas S.A.), empresa dedicada a los rubros turístico, inmobiliario y agroindustrial. También se ha desempeñado como director de Nieves de Mendoza S.A., Santa Rosa del Monte S.A., Rio Lobo S.A. y Valles Mendocinos S.A. Además, desde 1995 a 2006, se desempeñó en diferentes cargos, entre ellos el de Vicepresidente, en Prefinex S.A., empresa que brinda servicios de asesoría financiera.

José Luis Morea es licenciado en Ciencias Políticas por la Universidad Católica Argentina y tiene un postgrado en Administración de PYMES por el IAE. Entre 1980 y 1990 ocupó cargos directivos en empresas de comunicaciones como Editorial Atlántida y Videomega. Entre 1990 y 1995, fue nombrado Director Ejecutivo en San Ciriaco, una empresa de agronegocios, y más tarde trabajó como CEO de Espro S.A. Desde 1999 hasta 2001, se desempeñó como CEO de Tecnovital S.A., un exportador de frutas frescas. En 2001, fundó North Bay Argentina S.A., uno de los principales productores y exportadores de arándanos de Argentina, de los cuales actualmente es Presidente y CEO. También fue nombrado Director de North Bay Perú S.A. y de North Bay Produce Inc., una compañía de los Estados Unidos, donde trabajó hasta 2013. El Sr. Morea también fundó Servifrío Ezeiza SA, una compañía dedicada a la logística de refrigerados de alimentación, donde actualmente es Director. De 2014 a 2018, trabajó como Gerente de Proyecto en La Gloriosa SA, donde desarrolló una operación de arándanos de última generación en la ciudad de Virasoro, en la Provincia de Corrientes. Entre 2016 y 2018 trabajó como Director en Distribuidora de Gas Cuyana. El 30 de abril de 2019 fue nombrado miembro del Directorio de Central Puerto. Desde 2020 ha actuado como consultor, en proyectos y desarrollos de alta tecnología agropecuaria, para Adblick Hidroponia S.A. y para Club Agtech S.A.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Tomás José White es Contador Público, egresado de la Universidad Católica Argentina. Desde 1977 hasta 1984 se desempeñó como director en varias empresas privadas del sector de la construcción, tales como Bemba S.A., Sumarge S.A. y Din S.A. Entre 1996 y 1998 también se desempeñó como director de Empresa Amanco S.A. Desde 2000, es presidente de Celestal SAIC. Desde 2019, posee intereses y es presidente de BEP SRL, empresa involucrada en la industria del plástico.

Marcelo Atilio Suvá es Licenciado en Economía, egresado de la Universidad Católica Argentina. Desde el año 2008 integra el Directorio de la Emisora como director suplente. Asimismo, fue accionista de Coinvest S.A., una compañía de capital privado, así como también accionista y miembro del directorio de MBA Banco de Inversiones S.A. (actualmente denominado Lazard Argentina S.A.), un banco de inversión argentino líder en asesoramiento financiero, donde participó de numerosas operaciones de M&A. Anteriormente fue director de HNQ. Además, se desempeña como gerente de RMPE y Director de PB Distribución S.A. y Distrilec Inversora S.A. También se desempeña como Director Suplente de IGCE SA, DGCU SA, DGCE S.A. y RPS Consultores S.A., y como liquidador de RPM Gas S.A. Actualmente se desempeña como presidente de RPE Distribución S.A. e Hidro Distribución S.A. También es presidente de la Junta de Gobierno de la Universidad Austral.

Jorge Eduardo Villegas es Abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires. Desde su graduación, ha trabajado como abogado en el sector privado, en forma independiente, a través de su propio estudio jurídico, Estudio Jorge Villegas & Asociados. El Sr. Villegas también se desempeña actualmente como presidente de Agropecuaria Los Potros S.A.

Martina Blanco es Licenciada en Administración de Empresas egresada de la Universidad Católica Argentina (UCA). En 2012 realizó un Posgrado en Marketing en la misma universidad. Actualmente se desempeña como Gerente de Marketing en Hileret y, en paralelo, como Directora de Energía Sudamericana S.A., Inversora de Gas del Centro S.A. y Distribuidora de Gas del Centro S.

Martín Lhez, es Arquitecto de la Universidad de Buenos Aires. Socio de Brick Studio Buenos Aires, estudio de Arquitectura e interiorismo. Cuenta con mas de 25 años de experiencia en el área de la construcción. Es miembro del directorio de Central Puerto.

Osvaldo Arturo Reca es Ingeniero de la Universidad Católica Argentina. También recibió un título avanzado en 1977 de la Universidad Estatal de Carolina del Norte en Estados Unidos. Es miembro de nuestro Directorio desde 2011. De 1980 a 1984 fue accionista y director de Ingeniería de Avanzada S.A., empresa dedicada al despliegue de instalaciones sanitarias y de gas para desarrollos habitacionales. De 1984 a 1989 se desempeñó como gerente general de Dufalp S.A., empresa líder dentro de la industria de la confección ("Dufour" era su marca principal). De 1989 a 2002, el señor Reca se desempeñó como gerente comercial, operativo y de planificación de Alpargatas S.A., empresa líder en la industria de confección y calzado. Luego desarrolló un proyecto agrícola para la producción de cereales y oleaginosas. También se desempeñó como vicepresidente de HPDA de 2012 a 2015 y como director de Transportadora de Gas del Norte S.A., Edesur S.A. y PB Distribución S.A. Además, actualmente se desempeña como presidente del directorio de Central Puerto S.A., Central Costanera S.A., CP Manque SAU, CP Los Olivos SAU, Inversora de Gas del Centro S.A., Distribuidora de Gas del Centro S.A., Energía Sudamericana S.A., y director titular de RPS Consultores S.A. y Distrilec S.A.

José Manuel Ortiz Masllorens es Ingeniero industrial egresado de la Universidad Católica Argentina (UCA) y Magister in Business Administration (MBA), título otorgado por Ross Business School, Universidad de Michigan (Ann Arbor, Michigan, USA).Miembro fundador de Cono Sur Investments con más de 25 años de experiencia en Private equity, Finanzas corporativas y Gestión de negocios. Co-fundador de Cono Sur Capital y previamente fue Co-fundador de CoInvest Argentina. Como Director de ambas compañías, participó en numerosas y relevantes operaciones de private equity en Argentina y Uruguay entre los años 2000 y la actualidad. Entre 1992 y 1999 se desempeñó como Managing Director de The Exxel Group. Allí fue responsable de evaluaciones iniciales, due diligence, negociación y cierre de operaciones de private equity, como así también su financiamiento y monitoreo. Al principio de su carrera ocupó diversos puestos de responsabilidad en el Grupo Techint.

Adrián Gustavo Salvatore es Abogado, egresado de la Universidad de Buenos Aires y ha efectuado un MBA conjunto en la Universidad del Salvador (Argentina) y la Universidad de Deusto (España). Entre los años 1993 y 1997 trabajó en el departamento legal y regulatorio de ESEBA, donde se desempeñó como responsable legal de la privatización de la empresa. Entre los años 1997 y 2003, se desempeñó como gerente legal de COMESA, Comercializadora de Energía, y en el año 2003 se incorporó al Estudio Bruchou, Fernández Madero, Lombardi & Mitrani, en el área de regulación y servicios públicos. Desde 2008 trabaja en el área regulatoria de Central Puerto, y actualmente se desempeña como Director de Relaciones Institucionales. También se desempeña como director en varias empresas como Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. e Inversora de Gas del Centro SA, así como director suplente de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. y Distribuidora de Gas del Centro S.A. Es también presidente de Proener SAU, y vicepresidente de Termoeléctrica José de San Martín S.A., Central Vuelta de Obligado S.A. y Central Aimé Painé S.A.

Martín Orozco es martillero público, egresado de la escuela secundaria Escuela Argentina Modelo. Actualmente se desempeña como Productor Agropecuario y Forestal. En el pasado fundó la Fundación ZORBA que es una organización con fines de Ambientalismo y Rescate Animal y es columnista del diario LA NACION desde 2022.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Mario Elizalde es Ingeniero en Producción Agropecuaria, egresado de la Universidad Católica Argentina, tiene un Máster en Ciencias, de la Universidad de Texas A&M y en 2018 se graduó como Profesor Secundario y Universitario en la Universidad Austral. Entre 1995 y 1999, el Sr. Elizalde se desempeñó como Gerente General de Call Center S.A., una compañía de Servicios de telecomunicación de valor agregado del Citycorp Equity Investments (CEI). Desde 1982 a 2010, fue Manager y Asesor Agrónomo de Sociedad Lanz, para la Administración de Agronegocios en las Pcias.de Bs As. y La Pampa. Además, desde el año 2000 hasta el año 2007, se desempeñó como Director ejecutivo de Telinver S.A., una empresa del Grupo Telefónica. Posteriormente y luego de la Fusión por absorción de Telinver S.A. en el año 2008, ejerció funciones como Director Ejecutivo y Property Manager de las operaciones en Chile,Perú y la Argentina hasta el año 2015. Desde julio de 2007 a septiembre de 2015, ocupó el cargo de Director Titular de Central Puerto S.A., además de Miembro del Comité de Auditoría y Presidente del mismo durante los años 2012 y 2013. Durante el año 2017 y 2018 fue Director Suplente de las Compañías Central Puerto S.A. y Distribuidora de Gas Cuyana, de Ecogas S.A.. Desde el año 2019 dicta clases de Historia del Pensamiento Económico, en la Facultad de Ciencias Empresariales de la Universidad Austral. A partir de Mayo de 2022 es Director Titular Independiente de Central Puerto S.A.

José Manuel Pazos es Abogado, egresado de la Universidad Católica Argentina. Además, cuenta con un posgrado en Regulación de Servicios Públicos de la Universidad Austral. El Sr. Pazos se desempeñó como director suplente del Directorio de la Emisora desde septiembre de 2015 hasta abril de 2018. Entre 1997 y 2002, fue abogado de la Secretaría de Energía de la Nación y Emprendimientos Binacionales S.A. (EBISA) y, desde 2003 hasta 2014, trabajó para el estudio jurídico Bruchou, Fernández Madero & Lombardi. Entre 2007 y 2008, el Sr. Pazos trabajó para Simpson Thacher & Bartlett LLP en Nueva York. Actualmente se desempeña como director suplente de Distrilec Inversora S.A., CP Renovables S.A., CP Achiras S.A.U., CPR Energy Solutions S.A.U., CP La Castellana S.A.U., CP Patagones S.A.U., Vientos La Genoveva S.A.U., Vientos La Genoveva II S.A.U., CP Manques S.A.U. y CP Los Olivos S.A.U.

Alejo Villegas es Abogado egresado de la Universidad Católica Argentina en el año 2006. Desde entonces se desempeña como profesional independiente asesorando a clientes del sector privado. Es parte del Estudio Jorge Eduardo Villegas- Abogados desde el año 2002 con especialización en asesoramiento en Derecho Civil y Comercial. Se encuentra inscripto en el Colegio de Abogados de la Capital Federal y en el Colegio de Abogados de San isidro. En la actualidad integra el Directorio de sociedades comerciales que desarrollan actividades relacionadas a la agricultura y el turismo

Ramón Nazareno Ulloa es Ingeniero Mecánico egresado de la Universidad Tecnológica Nacional Argentina, productor de seguros inscripto en la Superintendencia de Seguros de la Nación -Mat 47.816- y tiene un M.B.A. en el Instituto de Altos Estudios Empresariales (IAE). Es empresario, Vicepresidente de La Suerte Rural SA, empresa agropecuaria y es socio fundador de Xtreme RU Broker de seguros. Con una experiencia de más de 30 años en el mercado asegurador, donde se ha desarrollado en Aseguradoras como tan bien en brokers de seguros internacionales. Trabaja en conjunto con AON como asesor de seguros. Asimismo es socio fundador de Triptico 2021, empresa destinada a emprendimientos inmobiliarios.

Rubén Omar López es Ingeniero Eléctrico, egresado de la Universidad Tecnológica Nacional. Posee un posgrado en Administración de Empresas de la Universidad de Buenos Aires. Entre el año 2013 hasta el año 2019, se desempeñó como gerente de planificación y regulación y entre el año 2019 y abril de 2020, se desempeñó como Director de Planificación Estratégica de la Emisora. Desde Abril de 2020, se desempeña como Gerente de Energías Renovables de Central Puerto. Tiene más de 30 años de experiencia en compañías de servicios públicos donde desempeñó diversos cargos tanto en áreas comerciales como técnicas. Además, actualmente se desempeña como director de EDESUR S.A. y director suplente de Distrilec Inversora S.A. Actualmente se desempeña como Presidente de: CP Achiras SAU, CP La Castellana SAU, CPR Energy Solutions SAU, Central Aimé Painé SA, Vientos La Genoveva SAU, Vientos La Genoveva II SAU, CP Manque SAU y CP Los Olivos S.A.U., Además, ha sido consejero en Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) desde 2015 hasta agosto de 2019.

Fernando Roberto Bonnet, es Contador Público por la Universidad Nacional de Buenos Aires. Además, entre 2009 y 2010, realizó un curso de posgrado en Administración Ejecutiva de Empresas por el IAE Business School de la Universidad Austral. Desde el 1 de abril de 2021, se desempeña como Director Ejecutivo de la Compañía, habiendo ocupado desde marzo de 2020 hasta marzo de 202 el cargo de Director de Operaciones, desde 2010 hasta marzo de 2020, el cargo de Director Financiero y desde 2008 hasta 2010 el cargo de gerente impositivo. Anteriormente también ocupó el cargo de director fiscal de Ernst & Young Argentina. En la actualidad, el Sr. Bonnet es consejero suplente de CP Achiras S.A.U., CPR Energy Solutions S.A.U., Puerto Energía S.A.U., Vientos La Genoveva S.A.U., Vientos La Genoveva II S.A.U., CP Manque S.A.U. y CP Los Olivos S.A.U.

Deberes y responsabilidades de los directores

Los directores están obligados a cumplir sus funciones con la lealtad y diligencia propias de una persona de negocios prudente. En virtud del Artículo 274 de la Ley General de Sociedades, los directores responden solidariamente ante la Emisora, sus accionistas y los terceros por el mal desempeño de sus funciones, violación de la ley, el estatuto o el reglamento, si hubiera, y por cualquier otro

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

daño causado a estas partes por dolo, abuso de facultades o culpa grave. Se considera como parte del deber de lealtad de un director: (i) la prohibición de utilizar los activos de la Emisora como así también información confidencial para fines privados; (ii) la prohibición de sacar ventaja o permitir que otras partes saquen ventaja, por acción u omisión, de las oportunidades de negocios de la Emisora; (iii) la obligación de ejercer las facultades otorgadas al directorio únicamente para los fines pretendidos por la ley, los estatutos de la Emisora o una resolución de los accionistas o del directorio; y (iv) la obligación de actuar con diligencia estricta de manera que el directorio, directa o indirectamente, no actúe contra los intereses de la Emisora. Los directores deberán comunicar al directorio y a la Comisión Fiscalizadora cualquier conflicto de intereses que pudieran tener en una operación propuesta, y deberán abstenerse de votar al respecto.

En general, un director no será responsable por una decisión que adopte el directorio, aun cuando tal director hubiera participado o tuviera conocimiento de ella (i) si existiera una constancia por escrito de la oposición del director a tal decisión, y (ii) si el director notificara tal oposición a la Comisión Fiscalizadora. Sin embargo, ambas condiciones deben cumplirse antes de que se inicie un reclamo por la responsabilidad del director ante el directorio, la Comisión Fiscalizadora o los accionistas, o la autoridad o tribunales comerciales pertinentes.

El Artículo 271 de la Ley General de Sociedades permite que los directores celebren contratos con la Emisora relacionados con la actividad en que éste opere y siempre que se concierten en las condiciones de mercado. Los contratos que no reúnan alguno de los requisitos antedichos deberán contar con la aprobación previa del directorio (o de la Comisión Fiscalizadora si no existiese quórum del directorio), y deberá notificarse en tal sentido a los accionistas en una asamblea. Si los accionistas no aprobaran el contrato celebrado, los directores o los miembros de la Comisión Fiscalizadora, en su caso, serán responsables solidariamente por los daños y perjuicios causados a la Emisora como resultado de dicho contrato. Los contratos que no cumplan con las condiciones precedentes y que no fueran ratificados por los accionistas son nulos, sin perjuicio de la responsabilidad de los directores o miembros de la Comisión Fiscalizadora por los daños y perjuicios ocasionados a la Emisora.

Los actos o acuerdos que celebre una sociedad con una parte relacionada que involucren una suma significativa deberán cumplir los requisitos establecidos en los Artículos 72 y 73 de la Ley de Mercado de Capitales. Según el Artículo 72, los directores y síndicos (así como sus ascendientes, descendientes, cónyuges, hermanos o hermanas, y las sociedades en las que cualquiera de tales personas pueda tener una participación directa o indirecta) son considerados partes relacionadas. Se considera suma significativa la que exceda el 1,00% del patrimonio neto de la Emisora según su último estado de situación patrimonial. El directorio o cualquiera de sus miembros deberán solicitar al comité de auditoría un informe en el que declare si los términos de la operación pueden ser considerados razonablemente adecuados respecto de las condiciones normales de mercado. La Emisora podrá tomar una decisión con el informe que emitan dos firmas evaluadoras independientes que deberán haber informado sobre la misma cuestión y otros términos de la operación. El directorio pondrá a disposición de los accionistas el informe que emita el comité de auditoría o que emitan las firmas evaluadoras independientes, según corresponda, en la sede social, el día hábil posterior a que el directorio adopte la resolución, y deberá comunicar tal hecho a los accionistas de la Emisora en el respectivo boletín de mercado. El acta de directorio que apruebe la operación deberá consignar el voto de cada director. La operación deberá ser sometida a la aprobación de los accionistas de la Emisora cuando el comité de auditoría o ambas firmas evaluadoras hayan considerado que los términos de la operación no son razonablemente adecuados respecto de las condiciones normales de mercado. En caso de que un accionista exija una indemnización por daños y perjuicios ocasionados por una violación del Artículo 73, la carga de la prueba recaerá en la demandada, quien deberá probar que el acto o acuerdo se realizó de conformidad con las condiciones de mercado o que la operación no provocó ningún daño a la Emisora. La transferencia de la carga de la prueba no será aplicable cuando la operación hubiera sido aprobada por el directorio con la opinión favorable del comité de auditoría o de las dos firmas evaluadoras.

La Emisora podrá entablar reclamos contra los directores si así fuera decidido en una asamblea de accionistas. De no iniciarse el reclamo dentro de los tres meses de la resolución de los accionistas por la que se aprueba dicho inicio, cualquier accionista podrá iniciar la acción en representación y por cuenta de la Emisora. También podrán iniciar reclamos contra los directores los accionistas que se hayan opuesto a la aprobación de la gestión de tales directores, si dichos accionistas representaran, en forma individual o en conjunto, como mínimo el 5,00% del capital social de la Emisora.

Excepto en el supuesto de la liquidación obligatoria o declaración de quiebra de la Emisora, la aprobación de los accionistas del desempeño de un director, o la dispensa o el acuerdo expresos aprobados por la asamblea, da por extinguida cualquier responsabilidad de un director hacia la Emisora, con la condición de que los accionistas que representen como mínimo el 5,00% del capital social de la Emisora no se opongan, y con la condición, asimismo, de que dicha responsabilidad no sea el resultado de una violación de la ley o de los estatutos de la Emisora.

Conforme a la ley argentina, el directorio tiene a su cargo la dirección y administración de la Emisora y, como consecuencia, toma todas las decisiones relacionadas con ese fin, así como aquellas decisiones expresamente establecidas en la Ley General de Sociedades, los estatutos de la Emisora y demás reglamentaciones aplicables. Asimismo, el directorio es el responsable de ejecutar las decisiones tomadas en las asambleas de accionistas y del cumplimiento de las tareas especialmente delegadas por los accionistas.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Reuniones, quórum y mayoría

El Artículo 23 del estatuto social de la Emisora dispone que el Directorio sesionará con la presencia de la mayoría absoluta de los miembros que lo componen y tomará resoluciones por mayoría de votos presentes, ya sea físicamente o a través de videoconferencia.

Las actas de estas reuniones serán confeccionadas y firmadas dentro de los cinco (5) días de celebrada la reunión por los directores y síndicos presentes. Los miembros de la Comisión Fiscalizadora deberán dejar expresa constancia en el acta de los nombres de los directores que han participado a distancia y de la regularidad de las decisiones adoptadas en el curso de la reunión. El acta consignará las manifestaciones tanto de los directores presentes como de los que participen a distancia y sus votos con relación a cada resolución adoptada.

El presidente o quien lo reemplace en virtud de la ley aplicable podrá convocar a reuniones cuando lo considere conveniente o cuando lo solicite cualquier director o miembro de la Comisión Fiscalizadora. La convocatoria para la reunión se hará dentro de los cinco días de recibido el pedido; en su defecto, la convocatoria podrá ser efectuada por cualquiera de los directores. Las reuniones del Directorio de la Emisora deberán ser convocadas por escrito y notificadas al domicilio denunciado por el director, con indicación del día, hora, lugar de celebración, y el orden del día. Podrán tratarse temas no incluidos en la convocatoria si se verifica la presencia de la totalidad y del voto unánime de los directores titulares.

Mediante la Resolución General 939/2022 la CNV dispuso que cuando así lo prevea el estatuto social, las entidades emisoras comprendidas en el régimen de la oferta pública podrán celebrar asambleas a distancia desde la sede social o en el lugar que corresponda a la jurisdicción del domicilio social, que permitan la participación de los accionistas, o de sus representantes, y demás participantes, comunicados entre sí por medios de transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras, debiendo garantizarse, en todos los casos, la igualdad de trato de los participantes y la participación en forma presencial por parte de los accionistas que así los dispongan.. Cabe destacar que las reuniones a distancia entre los miembros del Directorio también se encuentran contemplada en las disposiciones estatutarias de la Emisora.

Remuneración

Los accionistas de la Emisora son los que fijan las remuneraciones de los directores, inclusive sus salarios y cualquier otra remuneración adicional que derive del desempeño de una actividad administrativa o técnica con carácter permanente. Las remuneraciones de los directores de la Emisora están reguladas por la Ley General de Sociedades y las normas de la CNV. Toda remuneración que se abone a los directores de la Emisora deberá haber sido previamente aprobada en una asamblea ordinaria de accionistas. El Artículo 261 de la Ley General de Sociedades establece que la remuneración pagada a todos los directores y síndicos en un ejercicio no puede exceder el 5,00% de la ganancia neta de dicho ejercicio, si la Emisora no pagara dividendos respecto de dicha ganancia neta. La Ley General de Sociedades aumenta la restricción anual sobre la remuneración de los directores hasta el 25,00% de la ganancia neta en función del monto de dividendos que se abonen, de haberlos. En el caso de los directores que cumplen funciones en comités especiales o que realizan tareas técnicas o administrativas, se pueden exceder los límites antedichos si la asamblea de accionistas así lo dispusiera, si tal cuestión se incluyera en el orden del día, y si estuviera de acuerdo con las normas de la CNV. En todo caso, la remuneración de todos los directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora requiere de la ratificación de los accionistas en asamblea ordinaria de accionistas.

Durante la asamblea ordinaria anual de accionistas convocada para el 30 de abril de 2024, los accionistas resolvieron autorizar a los miembros del Directorio para que perciban honorarios por servicios prestados durante 2023 por hasta la suma de Ps. 48.716.126,00 por los servicios prestados en 2023.

A la fecha del presente Prospecto, ni la Emisora ni ninguna de sus sociedades vinculadas ha suscripto ningún acuerdo que establezca algún beneficio o remuneración para algún director una vez extinguido su mandato.

Criterios para determinar la independencia de los directores

De conformidad con las disposiciones de la Sección IV, Capítulo I, Título XII "*Transparencia en el Ámbito de la Oferta Pública*" y de la Sección XI, Capítulo III, Título II *"Órganos de Administración y Fiscalización, Auditoría Externa*" de las normas de la CNV, la Emisora está obligada a informar a la asamblea de accionistas, antes de proceder a la votación para la designación de cualquier director, la condición de dicho director como "independiente" o "no independiente". En la actualidad, José Luis Morea, Tomas White, Jorge Eduardo Villegas, Martín Lhez, Martín Orozco, Alejo Villegas, Ramón Nazareno Ulloa son miembros independientes del Directorio, conforme a los criterios establecidos por la CNV, que pueden diferir con respecto a los criterios de independencia de la NYSE y NASDAQ. Véase *"Información sobre Directores, Administradores, Gerentes, Asesores y Miembros Del Órgano De Fiscalización - Comité de Auditoría"* para más información sobre los requisitos de independencia que deben cumplir los miembros

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

del Comité de Auditoría de la Emisora al momento de la oferta.

Gobierno Corporativo

La Emisora ha adoptado un Código De Gobierno Societario donde se contemplan las mejores prácticas de gobierno corporativo, que se basan en normas estrictas respecto de la transparencia, eficiencia, ética, protección del inversor y tratamiento igualitario de los inversores. El código de gobierno societario sigue las normas establecidas por la CNV. Asimismo, la Emisora ha adoptado un Código de Conducta Empresaria, diseñado para determinar normas respecto de la conducta profesional, moral y desempeño de los empleados.

Gerencia de Primera Línea

El siguiente cuadro expone la composición actual de la gerencia de primera línea de la Emisora:

Nombre	Cargo	Fecha de la primera designación en el cargo	Fecha de Nacimiento
Fernando Roberto Bonnet	Director Ejecutivo (CEO)	2021	23 de marzo de 1977
Enrique Terraneo.....	Director Financiero (CFO)	2021	13 de octubre de 1974
Alberto Francisco Minnici.....	Director de Producción y Planta de Ciclo Combinado	2015	14 abril de 1965
José María Saldungaray	Director de Planeamiento de Combustible	2014	18 de febrero de 1967
Justo Pedro Sáenz.....	Director de Administración	2007	2 de mayo de 1958
José Manuel Pazos	Director de Legales	2015	14 de septiembre de 1971
Rubén Omar López	Director de Energía Renovable	2019	17 de abril de 1964
Gabriel Omar Ures	Director Comercial	2018	31 de diciembre de 1978
Leonardo Marinaro.....	Director de Legales	2007	25 de abril de 1963
Javier Alejandro Torre	Director de Recursos Humanos	2016	19 de abril de 1967
Adrián Gustavo Salvatore	Director de Relaciones Institucionales	2019	26 de abril de 1967
Martín Fernández Barbiero	Director de Compliance y Auditoría Interna	2009	28 de abril de 1971
Leonardo Pablo Katz.....	Director de Planeamiento Estratégico	2020	24 de marzo de 1970

Seguidamente se indican los principales antecedentes profesionales y académicos de los gerentes de primera línea de la Emisora.

El domicilio comercial de los miembros de la gerencia de primera línea de la Emisora es Avda. Thomas Edison 2701, Buenos Aires, Argentina.

Enrique Terraneo es Contador Público por la Universidad Nacional de Buenos Aires. Además, entre 2009 y 2010, realizó un curso de posgrado de Administración Ejecutiva de Empresas en el IAE Business School, Universidad Austral. Desde abril de 2021, es nuestro Director Financiero (CFO). Anteriormente, se desempeñó como gerente de nuevos negocios en Lartirigoyen y Cia. Entre 2019 y 2020, se desempeñó como director financiero del Banco de Inversión y Comercio Exterior. Entre 2006 y 2019, desempeñó el cargo de nuestro gerente financiero. Anteriormente también se desempeñó como gerente de auditoría de Ernst & Young Argentina.

Alberto Francisco Minnici es Ingeniero Eléctrico egresado de la Universidad Tecnológica Nacional. Cuenta con más de 31 años de experiencia en la industria de la energía eléctrica en el segmento de generación. Actualmente se desempeña como Gerente de Producción y Planta de Ciclo Combinado de Central Puerto desde el año 2015. Anteriormente ocupó el puesto de Gerente de Operaciones del Complejo Puerto desde 2012 hasta 2015 y el puesto de Gerente de Planta de Operación de la planta de ciclo combinado del Complejo Puerto ubicada en la Ciudad de Buenos Aires desde 2008 hasta 2012, entre otras posiciones dentro de

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Central Puerto.

José María Saldungaray es Ingeniero Eléctrico, graduado de la Universidad Nacional del Sur, Bahía Blanca, Argentina. Desde el año 2014 se desempeña como gerente de planeamiento de la Emisora. Actualmente, el Sr. Saldungaray ocupa el cargo de director de Proener S.A.U. Anteriormente, se desempeñó como gerente comercial en HPDA e integró el directorio de Centrales Térmicas Mendoza S.A. y La Plata Cogeneración S.A.

Justo Pedro Sáenz cursó el "Advanced Management Program" en The Wharton School, Universidad de Pensilvania, Estados Unidos. Es consejero suplente del Consejo de Administración de Central Puerto desde 2008. De 2007 a 2016, se desempeñó como gerente de administración y recursos humanos de Central Puerto, y desde 2016 se desempeña como gerente de administración de Central Puerto. De 2005 a 2007, trabajó en Cima Investments en el área de nuevos negocios. De 2003 a 2005, se desempeñó como director financiero del Banco de Servicios y Transacciones S.A. En 2002, cofundó Idun Inversiones S.A. De 2000 a 2001, ocupó el cargo de socio y gerente financiero de Softbank Latin America Ventures, Venture Capital Fund. De 1984 a 2000, trabajó en Merchant Bankers Asociados, MBA Banco de Inversiones y MBA Sociedad de Bolsa. Desde 1992 es socio de Merchant Bankers Asociados, que estaba afiliada a Salomon Brothers y a la sociedad de inversiones de Nicholas Brady, ex Secretario del Tesoro de Estados Unidos. Además, en la actualidad es consejero de Proener S.A.U., Vientos La Genoveva S.A.U. y Vientos La Genoveva II S.A.U., y consejero suplente de IGCE, DGCU, DGCE, CP Renovables S.A., CP Patagones S.A.U., CP Achiras S.A.U., CP La Castellana S.A.U., CPR Energy Solutions S.A.U., CP Manque S.A.U. y CP Los Olivos S.A.U.

Gabriel Omar Ures es Ingeniero en Sistemas egresado de la Universidad Abierta Interamericana, y realizó un posgrado en Administración de Gas y Electricidad en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), y un Programa de Management en la Escuela de Negocios Darden de la Universidad de Virginia, Estados Unidos. Comenzó su carrera profesional en 1997 y tiene más de 21 años de experiencia en el sector energético argentino. Entre otros cargos, ocupó cargos gerenciales en Hidroeléctrica Alicurá, fue Director Comercial de AES Argentina Generación, Gerente General de Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (desde 2013 a 2018), Gerente Comercial en Central Dock Sud (YPF). Adicionalmente, fue director de varias compañías y cámaras de industria, incluyendo AGEERA (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina), donde fue electo como Presidente durante 5 mandatos consecutivos (2012/2017) después de haber ejercido la Vicepresidencia. Actualmente se desempeña como director de CAMMESA y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.

Leonardo Marinaro es Abogado, egresado de la Universidad Católica Argentina. Desde el año 2007 se desempeña como gerente de legales de la Emisora. A su vez, el Sr. Marinaro se desempeñó como director de CP. Renovables S.A., Vientos La Genoveva S.A.U. y Vientos La Genoveva II S.A.U., y director suplente de Proener S.A.U., Central Vuelta de Obligado S.A., TMB, TJSM, Distrilec Inversora S.A., Central Aimé Painé S.A., DGCE, IGCE y Energía Sudamericana S.A.

Javier Alejandro Torre es licenciado en Recursos Humanos por la Universidad de Buenos Aires y máster en Administración de Empresas por la Universidad de Buenos Aires. De 2011 a 2016, fue gerente de recursos humanos de operaciones de Argentina en LyondellBasell. Desde 2016 es nuestro gerente de recursos humanos. Anteriormente trabajó en ExxonMobil durante casi 20 años, donde ocupó diferentes cargos en las áreas comercial y de recursos humanos.

Martín Fernández Barbiero es Contador Público por la Universidad Nacional de Buenos Aires y tiene un *Master in Business Administration* (MBA) por la Universidad de San Andrés. También completó un programa de certificación internacional en Compliance de la Universidad Austral (IAE). Se ha desempeñado como Gerente de Auditoría Interna de Central Puerto desde 2008 y desde 2018, también fue nombrado Oficial de Cumplimiento. Antes de Central Puerto trabajó para CMS Energy como Gerente de Auditoría Interna y Gerente de Cumplimiento de SOX, entre otros cargos, entre 1999 y 2007.

Leonardo Pablo Katz es Ingeniero Industrial, egresado de la Universidad Nacional de Salta. Adicionalmente, durante los años 2000 y 2001, realizó un posgrado en Administración de Empresas (MADE) en la Universidad del CEMA (UCEMA). Actualmente se desempeña como Director de Planeamiento Estratégico de Central Puerto S.A. Adicionalmente es Presidente y Director titular de Central Vuelta de Obligado S.A., y director suplente de Termoeléctrica José de San Martín S.A. y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. Previamente se ha desempeñado como Gerente General de Central Vuelta de Obligado S.A. (diciembre 2015 a mayo 2020) y, entre los años 2009 a 2015, ocupó el cargo de Gerente de Planeamiento e Inversiones de Central Puerto. Antes de unirse a Central Puerto, entre los años 1997 y 2007 trabajó en CMS Energy como Senior Market Analyst para Latinoamérica, entre otras posiciones.

Para la biografía de los Sres. Fernando Bonnet, Rubén Omar López, José Manuel Pazos y Adrián Gustavo Salvatore véase *"Información sobre Directores, Administradores, Gerentes, Asesores y Miembros Del Órgano De Fiscalización - Directorio"*.

Remuneración

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

En 2023, los gerentes de primera línea de la Emisora recibieron remuneraciones por un total de Ps.1.215,4 millones (en valores nominales), de los cuales Ps.439,3 millones (en términos nominales) consistieron en un bono anual. El bono anual a los miembros de la gerencia consiste en un monto equivalente a tres o cuatro veces sus salarios y se basa en ciertos umbrales de desempeño relacionados con la cantidad del trabajo realizado y su importancia con respecto a la Emisora. La Emisora remunera a los directores que desempeñan funciones ejecutivas, técnicas y administrativas por sus roles como directores y funcionarios ejecutivos.

Comité de Auditoría

Conforme a las normas de la SEC en materia de gobierno corporativo, la Emisora debe contar con un comité de auditoría.

En virtud de la Ley de Mercado de Capitales y sus normas reglamentarias, la Emisora tiene la obligación de contar con un comité de auditoría compuesto por un mínimo de tres miembros del Directorio, que tengan experiencia en asuntos comerciales, financieros, contables, bancarios y de auditoría. Conforme a las normas de la CNV, al menos una mayoría de los miembros del comité de auditoría deben ser directores independientes según los requisitos de la CNV.

El 16 de abril de 2017, la CNV emitió la Resolución N° 730/2018, que modificó los criterios y requisitos aplicables respecto de los directores de sociedades admitidas al régimen de oferta pública de sus acciones. Los principales cambios introducidos por la Resolución N° 730/2018 son los siguientes:

- Los directores independientes dejarán de ser independientes si se hubieran desempeñado durante 10 años como director, pero recobrarán la condición de independiente una vez transcurridos tres años desde el cese de su cargo.

- El límite de una "participación significativa" se redujo de una tenencia del 15% de las acciones del capital social a una tenencia del 5% de las acciones del capital social;

- Los siguientes criterios impiden que un director revista la calidad de "independiente": (i) estar vinculado a la Emisora o a los accionistas de ésta que tengan (en forma directa o indirecta) participaciones significativas, o con compañías en las que los mencionados accionistas tengan (en forma directa o indirecta) participaciones significativas; (ii) tener relaciones profesionales con habitualidad, y de una naturaleza y volumen relevante con, o perciba remuneraciones u honorarios de, la Emisora o los accionistas de ésta que tengan en ella (directa o indirectamente) una participación significativa, o con compañías en las que los mencionados accionistas tengan (directa o indirectamente) participaciones significativas; (iii) tener una participación significativa, mediante la tenencia de acciones del capital social y/o de acciones con derecho a voto, en la Emisora y/o en otra compañía en la que la Emisora tenga una participación significativa; (iv) en forma habitual, vender y/o proveer bienes y/o servicios de una naturaleza y volumen relevante (en forma directa o indirecta) a la Emisora o a los accionistas que tengan (en forma directa o indirecta) participaciones significativas; (v) haber sido director, CEO, administrador o ejecutivo principal de organizaciones sin fines de lucro que hayan recibido fondos por importes superiores a los descriptos en la Resolución N° 30/2011 de la UIF (actualmente equivalentes a Ps.300.000) de la Emisora o de su controlante; (vi) recibir algún pago por parte de la Emisora o de las compañías de su mismo grupo, distintos a honorarios en carácter de director o dividendos a recibir en carácter de accionista; y (vii) ser miembro del órgano de administración o fiscalización o sea titular de una participación significativa (en forma directa o indirecta) en una o más compañías que revistan el carácter de Agente de Negociación, Agente de Liquidación y Compensación y/o Agente de Corretaje de Valores Negociables.

Es necesario cumplir con todas las condiciones de independencia estipuladas más arriba por al menos tres años antes de la designación. El Comité de Auditoría de la Emisora está compuesto por tres miembros designados por el Directorio, uno de los cuales reviste el carácter de experto financiero de acuerdo a las Normas SOX. Los señores Tomas White, el Sr. José Luis Morea y Jorge Villegas son independientes conforme a la Norma 10A-3 de la Ley de Mercados de Valores (la "Norma 10A-3") y las normas de la NYSE aplicables, las cuales difieren del análisis general para determinar la independencia de miembros del directorio y de comités. El Directorio de la Emisora determinó que el Sr. Tomás White califica como experto en finanzas en el sentido de las normas adoptadas por la SEC relacionadas con el informe de expertos financieros en comités de auditoría en presentaciones periódicas en virtud de la Ley de Mercados.

Requisitos de independencia en virtud de la Norma 10-A3 de la SEC

Conforme a la Norma 303A.06 de la NYSE, la Emisora está obligada a contar con un comité de auditoría que cumpla con la Norma 10-A3. De conformidad con la norma 10-A3, Central Puerto debe cumplir con ciertos criterios de independencia. Cada miembro del comité de auditoría debe ser independiente y miembro del directorio. De acuerdo con la Norma 10-A3, a los fines de ser considerado "independiente", un miembro del comité de auditoría de una emisora cuyas acciones cotizan en bolsa no podrá, de otro modo que no

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

sea en su carácter de miembro del comité de auditoría, del directorio o de otro comité:

- aceptar, directa o indirectamente, honorarios, por consultoría, asesoramiento o de otro tipo de la emisora o cualquiera de sus subsidiarias. Los honorarios no incluyen la percepción de montos de remuneración fijos en virtud de un plan jubilatorio (incluyendo remuneración diferida) por servicios previos con la emisora (siempre que tal remuneración no sea contingente en modo alguno con respecto a servicios que continúan); o
- ser una persona afiliada de la emisora o cualquiera de sus subsidiarias.

Asimismo, a la fecha de este Prospecto, todos los miembros del Comité de Auditoría de la Emisora cumplen con los requisitos de independencia impuestos por la SEC y la NYSE aplicables a comités de auditoría de emisoras privadas extranjeras. Los miembros del Comité de Auditoría de la Emisora tienen derecho a percibir una remuneración anual en la forma de salario fijo. El Comité de Auditoría de la Emisora también posee dos miembros suplentes, y ambos son independientes conforme a la Norma 10A-3 y las normas de la NYSE aplicables.

El quórum para la toma de decisiones por parte del Comité de Auditoría requerirá la presencia de una mayoría de sus miembros y todas las cuestiones serán decididas por el voto de la mayoría de los miembros presentes en la reunión. Los miembros del Comité de Auditoría, en su primera sesión posterior a su nombramiento, designarán al presidente, quien, en caso de empate, tendrá doble voto. El comité adoptará resoluciones con el voto afirmativo de la mayoría de los miembros presentes, conforme al estatuto de la Emisora. Las decisiones del Comité de Auditoría serán registradas en un libro societario especial y serán firmadas por todos los miembros del comité que estuvieron presentes en la reunión. Según la Sección XVII, Capítulo III, Título II de las normas de la CNV, el Comité de Auditoría deberá celebrar por lo menos una reunión programada regularmente cada tres meses.

Según la Ley de Mercado de Capitales, el Comité de Auditoría, entre otras funciones:

- brinda asesoramiento respecto de la propuesta del Directorio para la designación de auditores externos y garantiza su independencia;
- supervisa los mecanismos de control y procedimientos administrativos y contables de la Emisora, y evalúa la confiabilidad de toda la información financiera y demás información pertinente presentada ante la CNV y otros organismos ante quienes la Emisora presenta información;
- supervisa las políticas de información relativas a la gestión de riesgo de la Emisora;
- suministra información completa al mercado sobre las operaciones en las que pudiera existir un conflicto de intereses con los miembros de los diversos órganos societarios o accionistas controlantes de la Emisora;
- brinda asesoramiento respecto de la razonabilidad de honorarios o planes de opción de compra de acciones para los directores y gerentes de la Emisora propuestos por el Directorio;
- brinda asesoramiento respecto del cumplimiento de los requisitos legales y la razonabilidad de los términos de emisión de acciones u otros instrumentos convertibles en acciones en casos de aumentos de capital en los que se excluyan o se vean limitados los derechos de suscripción preferente;
- verifica el cumplimiento de las normas de conducta aplicables; y
- emite opiniones respecto de las operaciones con partes relacionadas en determinadas circunstancias y presenta tales opiniones ante los entes regulatorios según lo exija la CNV en caso de existir posibles conflictos de intereses.

Asimismo, el Comité de Auditoría debe confeccionar un plan de trabajo anual y presentarlo al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora.

Los miembros del Directorio, los miembros de la Comisión Fiscalizadora y los auditores externos deben asistir a las reuniones del Comité de Auditoría si así lo solicitara este Comité, y deben brindar a éste plena colaboración e información. El Comité de Auditoría tiene derecho a contratar otros profesionales independientes para que lo asistan en el desempeño de sus tareas y tiene pleno acceso a toda la información y documentación de la Emisora.

El siguiente cuadro detalla los miembros del Comité de Auditoría de la Emisora conforme a las resoluciones adoptadas en la reunión de Directorio celebrada el 29 de abril de 2024.

Nombre	Cargo	Fecha de la primera designación en el cargo	Fecha de nacimiento	Condición (1)
Tomás José White	Miembro del directorio	14 de mayo de 2018	18 de mayo de 1957	Independiente
José Luis Morea	Miembro del directorio	13 de mayo de 2019	19 de octubre de 1954	Independiente
Jorge Eduardo Villegas	Miembro del directorio	11 de mayo de 2017	9 de enero de 1949	Independiente
José Manuel Ortiz	Director Suplente	28 de abril de 2023	6 de agosto de 1960	Independiente

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Nombre	Cargo	Fecha de la primera designación en el cargo	Fecha de nacimiento	Condición (1)
Mario Elizalde	Director Suplente	11 de julio de 2007	26 de julio de 1964	Independiente

(1) Condición en base a las normas de la CNV y de la SEC.
Para las biografías de los miembros del Comité de Auditoría de la Emisora, véase "Información sobre Directores, Administradores, Gerentes, Asesores y Miembros Del Órgano De Fiscalización - Directorio".

Comisión Fiscalizadora

La Emisora cuenta con un órgano de fiscalización denominado comisión fiscalizadora ("Comisión Fiscalizadora"). La Comisión Fiscalizadora está compuesta por tres síndicos titulares y tres síndicos suplentes designados por los accionistas en la asamblea anual ordinaria de accionistas. Los síndicos titulares y suplentes son elegidos por el plazo de un ejercicio, y tienen las facultades establecidas por la Ley Nº 19.550 y demás disposiciones legales aplicables. Toda remuneración que se pague a los síndicos debe haber sido previamente aprobada por asamblea ordinaria de accionistas. El mandato de los miembros de la Comisión Fiscalizadora vence el 31 de diciembre de 2023.

Los miembros de la Comisión Fiscalizadora se encuentran autorizados a asistir a las asambleas de accionistas y las reuniones de directorio, convocar asambleas extraordinarias de accionistas e investigar reclamos escritos presentados por accionistas que posean más del 2,00% del capital social de la Emisora. De conformidad con la Ley General de Sociedades, sólo abogados y contadores habilitados para ejercer en Argentina y que tengan domicilio en Argentina o sociedades civiles compuestas exclusivamente por dichas personas pueden desempeñarse como síndicos en una sociedad anónima o sociedad de responsabilidad limitada argentina. Con posterioridad a la inscripción de la Fusión 2016, los miembros de la Comisión Fiscalizadora podrán convocar a asamblea ordinaria de accionistas bajo supuestos específicos previstos por ley, conforme considere necesario cualquiera de ellos, o cuando sea requerido por accionistas que representen no menos del 5,00% del capital social de la Emisora. De conformidad con el Artículo 294 de la Ley General de Sociedades, la Comisión Fiscalizadora debe revisar los libros y registros de la Emisora cuando resulte conveniente y como mínimo trimestralmente.

Luego de la inscripción de la reforma del estatuto de la Emisora de fecha 3 de junio de 2015, la Comisión Fiscalizadora celebra reuniones y decide con la presencia y el voto afirmativo de al menos dos de sus miembros, sin perjuicio de los derechos otorgados por ley al síndico disidente. Antes de la inscripción de la Fusión 2016, las reuniones de la Comisión Fiscalizadora podían convocarse por cualquiera de sus miembros, las reuniones se llevaban a cabo con la presencia de todos sus miembros y las decisiones eran adoptadas por mayoría de votos, sin perjuicio de los derechos otorgados por ley al síndico disidente.

La Comisión Fiscalizadora debe celebrar reuniones al menos una vez por mes. Las reuniones también pueden ser convocadas a solicitud de cualquiera de sus miembros dentro de los cinco días de la fecha en que la solicitud se presente al presidente de la Comisión Fiscalizadora o del Directorio, según corresponda. Deben notificarse por escrito todas las reuniones en los domicilios indicados por cada síndico al momento de asumir en el cargo.

La Comisión Fiscalizadora debe estar presidida por uno de sus miembros, designado por mayoría de votos, en la primera reunión de cada año. También deberá designarse a la persona que ocupará el lugar de presidente ante su ausencia. El presidente representa a la Comisión Fiscalizadora ante el Directorio.

A continuación, se detalla la actual composición de la Comisión Fiscalizadora de la Emisora conforme fuera decidida en la asamblea ordinaria de accionistas del día 30 de abril de 2024. De acuerdo con la Resolución Técnica No. 15 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas y la Sección III, Capítulo III del Título II de las normas de la CNV, todos los síndicos, tanto titulares como suplentes, son independientes.

Nombre	Cargo	Fecha de la primera designación en el cargo	Profesión	Fecha de nacimiento
Carlos C. Adolfo Halladjian.	Síndico Titular	16 de abril de 2013	Contador Público	8 de marzo de 1977
Eduardo Antonio Erosa	Síndico Titular	16 de abril de 2013	Contador Público	6 de octubre de 1958
Juan Antonio Nicholson	Síndico Titular	27 de abril de 2018	Abogado	21 de julio de 1947
Carlos Adolfo Zlotnitzky	Síndico Suplente	21 de septiembre de 2015	Contador Público	4 de abril de 1981

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Nombre	Cargo	Fecha de la primera designación en el cargo	Profesión	Fecha de nacimiento
Cristina Margarita de Giorgio.....	Síndico Suplente	30 de abril de 2021	Contador Público	7 de marzo de 1961
Lucas Nicholson.....	Síndico Suplente	27 de abril de 2018	Abogado	9 de octubre de 1985

A continuación se detallan los antecedentes académicos y profesionales de los miembros de la Comisión Fiscalizadora de la Emisora: *Carlos C. Adolfo Halladjian* es Contador Público, egresado de la Universidad de Buenos Aires. Desde el año 2013 se desempeña como síndico titular de la Emisora. El Sr. Halladjian es socio del Estudio Halladjian y Asociados desde 2010. Se desempeña como síndico titular de las siguientes compañías: Proener S.A.U., CVOSA, TJSM, Empresa Distribuidora Sur Sociedad Anónima (EDESUR S.A.), RPBC Gas S.A., CP Renovables, Magna Asset Management S.A., Central Aimé Pained S.A., CP La Castellana S.A.U., CP Achiras S.A.U., PB Distribución S.A., RPE Distribución S.A., CP Patagones S.A.U., Central Aimé Pained S.A., Vientos La Genoveva S.A.U. y Vientos La Genoveva II S.A.U. y Parques Eólicos Australes S.A., y como síndico suplente de las siguientes compañías: IGCU, IGCE, DGCU, DGCE, Energía Sudamericana S.A., COYSERV S.A., CP Manque S.A.U. y CP Los Olivos S.A.U.

Eduardo Antonio Erosa es Contador Público, egresado de la Universidad Católica Argentina en el año 1985. Es síndico de la Emisora desde el año 2013. En la actualidad es Presidente del Directorio de Compañía Argentina de Navegación de Ultramar S.A. Asimismo, es síndico suplente de LE Capital S.R.L. y Central Aimé Pained S.A.

Carlos Adolfo Zlotnitzky es Contador Público, egresado de la Universidad de Buenos Aires. Desde el año 2015 se desempeña como síndico suplente de la Emisora. Adicionalmente, el Sr. Zlotnitzky se desempeña como contador y asesor impositivo y contable en forma independiente, tanto en el ámbito de empresas privadas como de personas físicas. Actualmente, se desempeña como síndico suplente de DGCE, DGCU, IGCU, IGCE, Central Aime Pained S.A., ESSA, CP Manques S.A.U. y CP Los Olivos S.A.U.

Juan Antonio Nicholson es abogado, graduado en la Universidad de Buenos Aires, en donde también se desempeñó como profesor adjunto de Derecho Comercial. Es socio del estudio jurídico Nicholson y Cano Abogados. Se desempeñó como director y síndico de varias compañías. Desde 2005, se desempeña como síndico de HSBC Bank Argentina. Además, es presidente de Pilará Golf Tenis Polo AC y el Tunalito S.A. Se desempeña como miembro de la Comisión Fiscalizadora de la Emisora desde 2018.

Cristina Margarita De Giorgio es contadora, graduada en la Universidad Católica Argentina. Tiene estudios de Dirección de Pequeñas y Medianas Empresas del IAE, Coaching ontológico de la Universidad de Belgrano, Especialización en Recursos Humanos de la Universidad del Salvador y realizón un Programa de Liderazgo, Conflicto y Coraje en IAE. Desde 1990 a la actualidad es titular en un estudio contable. Tambien ha trabajado en el Estudio Balzarotti y asociados (Touch Ross International) dento de la sub división Pequeñas y Medianas empresas entre 1983 y 1988. Luego, entre 1985 y 2005 fue profesor de Contabilidad I y II en la Universidad Católica Argentina. Ente 1985 y 1990, fue profesora de Profesora Ética y Moral Profesional en la Universidad Católica Argentina

Lucas Nicholson es abogado, graduado en la Universidad del Salvador. Además, tomó un curso de posgrado sobre el régimen jurídico de los agro-negocios en la Universidad Austral. Desde 2011 a 2016, trabajó en las áreas de derecho corporativo y ley de defensa de la competencia del estudio jurídico Nicholson & Cano. En 2016, junto con Santiago Williams y Agustín Ibarzábal, fundó WIN Abogados. Asimismo, en la actualidad se desempeña como síndico de IGCE, IGCU, Energía Sudamericana S.A., DGCE, COyServ S.A., y desde 2018, como síndico suplente de Central Puerto S.A.

Remuneración

Durante la asamblea ordinaria anual de accionistas convocada para el 30 de abril de 2024, los accionistas considerarán la aprobación de los honorarios del Comité de Vigilancia de Ps. 5.533.500,00 (en términos nominales) por los servicios prestados en 2023.

Relaciones Familiares

El Sr. Juan Antonio Nicholson es el padre de Lucas Nicholson y se desempeñan como Síndico y Síndico Suplente, respectivamente, en la Comisión Fiscalizadora de la Emisora.

Tenencia Accionaria de Directores, Gerencia y Fiscalizadores

El cuadro que figura debajo detalla la información relativa a la tenencia accionaria de los directores y miembros de la gerencia y del

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

órgano de fiscalización de la Emisora al 29 de abril de 2024.

Nombre	Cargo	Acciones	% de acciones
Marcelo Atilio Suvá	Director	1.500.000	0,10%
Leonardo Pablo Katz	Director de Planemiento Estratégico	2.675	0,00%
Martín Fernández Barbiero	Gerente de Compliance y Auditoría Interna	285	0,00%
Enrique Terraneo.....	CFO y Director Suplente	4.000	0,00%
Mario Elizalde	Director Suplente	28.600	0,00%

Empleados

La Emisora tenía 1.181 empleados al 31 de diciembre de 2023, 865 empleados al 31 de diciembre de 2022 y 861 empleados al 31 de diciembre de 2021.

La siguiente tabla muestra la cantidad de empleados y su afiliación a los sindicatos para los períodos indicados:

		Complejo Puerto	Luján de Cuyo	Piedra del Águila	Brigadier López	San Lorenzo	Central Costanera	La Castellana	Achiras	Vientos La Genoveva	Vientos La Genoveva II	Manque	Segmento Forestal	Cordillera Solar VIII	CVOSA
2021	**Subtotal fuera CCT**	**116**	**9**	**4**	**1**	**11**	**—**	**1**	**1**	**1**	**—**	**2**	**—**	**—**	**31**
	APJAE	**—**	**—**	**—**	**—**	**6**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**6**
	APSEE	**89**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**
	LYF	**302**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**
	FATLYF	**—**	**82**	**43**	**67**	**25**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**34**
	APUAYE	**—**	**16**	**5**	**—**	**2**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**7**
	Subtotal under CBA	**391**	**98**	**48**	**67**	**33**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**47**
	Total	**507**	**107**	**52**	**68**	**44**	**—**	**1**	**1**	**1**	**—**	**2**	**—**	**—**	**78**
2022	**Subtotal fuera CCT**	**136**	**8**	**5**	**5**	**7**	**—**	**1**	**1**	**1**	**—**	**1**	**—**	**—**	**34**
	APJAE	**—**	**—**	**—**	**—**	**6**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**6**
	APSEE	**89**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**
	LYF	**286**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**
	FATLYF	**—**	**80**	**38**	**67**	**25**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**35**
	APUAYE	**—**	**16**	**5**	**—**	**3**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**10**
	Subtotal under CBA	**375**	**96**	**43**	**67**	**34**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**51**
	Total	**511**	**104**	**48**	**72**	**41**	**—**	**1**	**1**	**1**	**—**	**1**	**—**	**—**	**85**
2023	**Subtotal fuera CCT**	**161**	**11**	**14**	**13**	**7**	**19**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**22**	**5**	**31**
	APJAE	**—**	**—**	**—**	**—**	**6**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**7**
	APSEE	**93**	**—**	**—**	**—**	**—**	**73**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**
	LYF	**291**	**—**	**—**	**—**	**—**	**263**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**
	FATLYF	**—**	**82**	**30**	**64**	**23**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**36**
	APUAYE	**—**	**17**	**5**	**—**	**4**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**9**

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

	Subtotal under CBA	**384**	**99**	**45**	**64**	**33**	**336**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**—**	**52**
	Total	**545**	**110**	**49**	**77**	**40**	**355**	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**	**22**	**5**	**83**

Nota: APSEE: Asociación del Personal Superior de Empresas de Energía
LYF: Luz y Fuerza
FATLYF: Federación Argentina de Trabajadores de Luz y Fuerza
APUAYE: Asociación de Profesionales del Agua y la Energía Eléctrica

Las convenciones colectivas de trabajo (CCT) celebradas con los distintos sindicatos que tienen miembros que trabajan en las plantas de la Emisora incluyen los términos y condiciones que regulan los contratos de trabajo de los trabajadores afiliados a cada uno de estos sindicatos. Algunos de los términos y condiciones más relevantes de estos convenios incluyen los puestos que están incluidos y excluidos en las negociaciones, los horarios de trabajo, las escalas salariales y los montos adicionales pagaderos de acuerdo con las tareas del trabajador, los días laborales y las licencias, entre otras cosas.

Las cuestiones que no están acordadas específicamente en el convenio colectivo se rigen por la legislación laboral aplicable en Argentina.

Las convenciones colectivas de trabajo (CCT) se celebran por un plazo específico y pueden ser renovados por las partes. En caso de renovarse, podrán mantenerse vigentes de conformidad con el principio de subsistencia de las leyes derogadas estipulado en la Ley de Convenciones Colectivas de Trabajo N°14.250.

A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad es parte de 24 juicios laborales. Si bien el resultado de estos juicios no puede predecirse en forma exacta, en opinión de la Sociedad, dichos procedimientos probablemente no tengan un efecto adverso significativo sobre la situación financiera patrimonial o los resultados de las operaciones de la Sociedad.

Asesores

El principal asesor legal con el cual la Emisora mantiene una relación continua es Bruchou & Funes de Rioja, con domicilio en Ing. Butty 275, Piso 12 (C1001AFA), Ciudad de Buenos Aires. El Estudio Bruchou & Funes de Rioja asesora legalmente a la Emisora en la creación del Programa y la emisión de las Obligaciones Negociables.

Auditores

Los estados financieros de la Emisora correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, fueron auditados por Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., firma miembro de Ernst & Young Global ("PHM"), contadores públicos independientes, inscriptos en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CPCECABA) bajo el T° 1 F° 13. El domicilio de PHM es 25 de mayo 487, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Los auditores de los últimos tres (3) ejercicios anuales de la Emisora fueron los siguientes:

Fecha	Auditor	DNI	CUIT	Estudio contable	Domicilio	Matrícula
31 de diciembre de 2021	Dictaminante titular: Germán Enrique Cantalupi / Dictaminante suplente: Gustavo Ariel Kurgansky	20.795.867/ 28.488.167	20-20795867-1/ 20-28.488.167-3	PHM	25 de mayo 487 (1002) Ciudad Autónoma de Buenos Aires	C.P.C.E.C.A.B.A. T° 248, F° 60 / C.P.C.E.C.A.B.A. T° 309, F° 176
31 de diciembre de 2022	Dictaminante titular: Germán Enrique Cantalupi / Dictaminante suplente: Gustavo Ariel Kurgansky	20.795.867/ 28.488.167	20-20795867-1/ 20-28.488.167-3	PHM	25 de mayo 487 (1002) Ciudad Autónoma de Buenos Aires	C.P.C.E.C.A.B.A. T° 248, F° 60 / C.P.C.E.C.A.B.A. T° 309, F° 176
31 de diciembre de 2023	Dictaminante titular: Pablo Gabriel Decundo / Dictaminante suplente: Hernán Crocci	20.493.014 / 29.668.052	20-20493014-8 / 20-29668052-5	PHM	25 de mayo 487 (1002) Ciudad	C.P.C.E.C.A.B.A. T°286, F°106 / C.P.C.E.C.A.B.A. T T°410, F°166

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Fecha	Auditor	DNI	CUIT	Estudio contable	Domicilio	Matrícula
					Autónoma de Buenos Aires	

La asamblea general ordinaria de accionistas de fecha 30 de abril de 2024 designó a (i) Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., CUIT: 33-70818583-9, como auditores contables del ejercicio que finalizará el 31 de diciembre de 2024; (ii) al Sr. Pablo Gabriel DECUNDO (C.P.C.E.C.A.B.A. T°286, F°106) socio de Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., como contador dictaminante Titular de los mencionados estados contables; y (iii) al Sr. Hernán CROCCI (C.P.C.E.C.A.B.A. T°410, F°166) como contador dictaminante Suplente de los mencionados estados contables.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

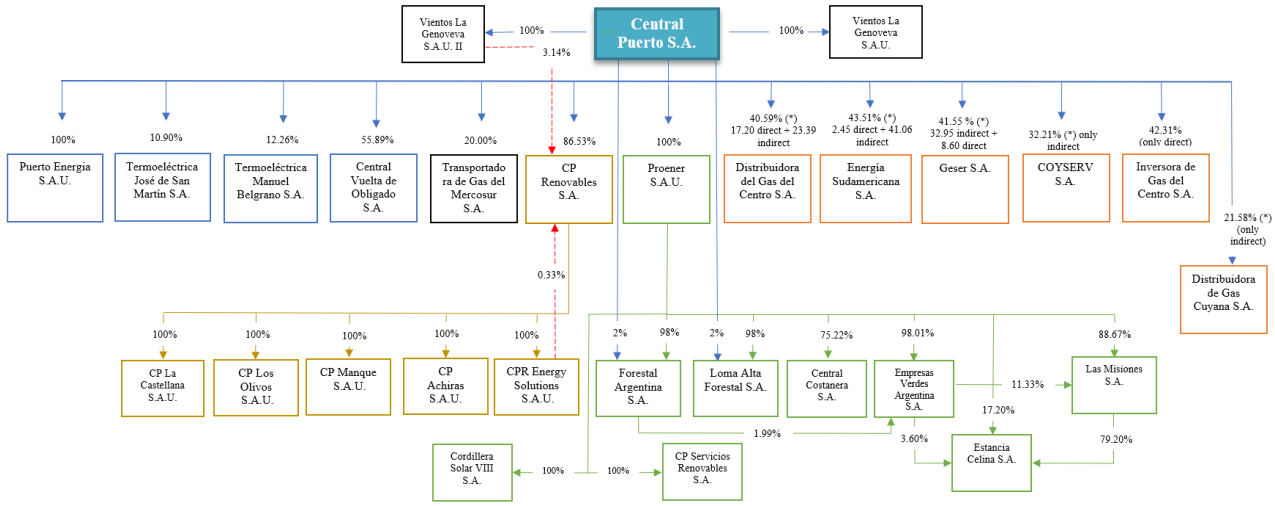
RAZONES PARA LA OFERTA Y DESTINO DE LOS FONDOS

Los fondos obtenidos por la colocación de las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa serán destinados para uno o más de los destinos previstos en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, que exige que los fondos obtenidos por la colocación de las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa se destinen a: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital en el país, (ii) la adquisición de fondos de comercio situados en el país, (iii) la integración de capital de trabajo, (iv) refinanciar pasivos, en el vencimiento original o con anterioridad, (v) el financiamiento de aportes de capital a sociedades controladas o vinculadas, (vi) la adquisición de participaciones sociales, y/o (vii) el financiamiento del giro comercial del negocio de la Emisora, correspondiendo al Directorio, o en su caso a los funcionarios subdelegados por el mismo, determinar dentro de este marco general a qué destino en particular se afectará el producido neto de la colocación de cada clase y/o serie, el que se informará y especificará oportunamente en el Suplemento de Precio correspondiente.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS

Estructura y organización del Emisor y su grupo económico



(*) Estos porcentajes indican la tenencia directa e indirecta de la Emisora en Distribuidora de Gas Cuyana S.A. y en Distribuidora de Gas del Centro S.A.

Accionistas Principales

A la fecha el capital social de la Emisora está formada por 1.514.022.256 acciones de valor nominal Ps. 1 y de un voto cada una. El 100% del capital social lista en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y se encuentra atomizado en más de 16.500 accionistas, sin que alguno de ellos revista el carácter de controlante o co-controlante de la Emisora.

La Emisora no tiene conocimiento de que a la fecha del presente Prospecto existan acuerdos cuya puesta en práctica pueda, en una fecha posterior, resultar en un cambio de control de la Emisora.

Transacciones con Partes Relacionadas

La Ley General de Sociedades permite que los directores de una sociedad puedan entrar en transacciones con dicha sociedad siempre que la transacción sea consistente con las prácticas habituales de mercado. La Ley de Mercado de Capitales establece que las sociedades cuyas acciones se encuentren listadas públicamente en Argentina deben remitir cualquier transacción de esta naturaleza a la aprobación de sus comités de auditoría, siempre que el monto exceda el 1,00% del patrimonio social de la Emisora.

Exceptuando lo indicado a continuación y según lo permitido por la legislación aplicable, la Emisora no es parte de ninguna transacción con, ni tiene ningún préstamo significativo con, cualquiera de sus directores, personal clave o personas relacionadas, ni ha provisto garantías en beneficio de dichas personas, ni tampoco se prevén transacciones de ese tipo con dichas personas.

Acuerdo de Asistencia Gerencial

La Emisora recibe ciertos servicios administrativos, financieros, comerciales, de recursos humanos y de gerenciamiento en general de parte de RMPE Asociados S.A. ("RMPE"). RMPE nos presta determinados servicios administrativos, financieros, comerciales, de recursos humanos, de planificación estratégica y de gestión general en los términos de la propuesta de asistencia en materia de gestión modificada y cedida (la "Propuesta de Asistencia"). Guillermo Pablo Reca ocupa actualmente el cargo de consejero titular y es accionista de RMPE. La Propuesta de Asistencia se prorrogó formalmente en 2022 por un plazo de cinco años, finalizando ahora el acuerdo en diciembre de 2027. Debemos pagar una comisión equivalente al uno y medio por ciento (1,50%) de nuestros ingresos brutos anuales consolidados por ventas. El importe devengado en virtud de este contrato en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendió a 3.282.121 millones de pesos. Además de los servicios de asistencia a la administración, recibimos de RMPE, un contrato de arrendamiento entre nosotros, como arrendador, y RMPE, como arrendatario, que implica un pago mensual de Ps.108.000.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Contrato de opción de compra de acciones

El 18 de enero de 2017, CP Renovables suscribió un contrato de opciones sobre acciones con su entonces presidente y director general (o consejero delegado), Guillermo Pablo Reca ("el accionista minoritario"), de conformidad con un plan de opciones sobre acciones aprobado por los accionistas de CP Renovables el 28 de abril de 2016. En virtud del acuerdo de opción de compra de acciones, el accionista minoritario tenía la obligación, durante un plazo de tres años, de (i) desarrollar el negocio de CP Renovables, entre otras cosas, facilitando inversiones, proponiendo adquisiciones y oportunidades de negocio para la expansión de proyectos de energías renovables, y (ii) liderar el desarrollo de los proyectos existentes de CP Renovables. Además, el accionista minoritario tiene derecho a comprar hasta el 10% del capital social totalmente diluido de CP Renovables, en su totalidad o en parte, en una o más adquisiciones, en cualquier momento antes del séptimo aniversario de la fecha de ejecución del acuerdo de opción de compra de acciones. Este último derecho a adquirir hasta el 10% del capital social totalmente diluido de CP Renovables está compuesto por el derecho a adquirir (a) 63.058.342 acciones clase B de CP Renovables (las "Acciones de la Opción Inicial"), y (b) un número adicional de acciones clase B que, en su conjunto con las Acciones de la Opción Inicial, deberá ser igual al 10% de cualquier ampliación de capital social realizada desde la ejecución del contrato de opción sobre acciones (las "Acciones de la Opción Adicional"). El precio agregado de las Acciones de la Opción Inicial (suponiendo que se compren todas) se ha acordado en US$3.963.690, mientras que el precio de compra de cualesquiera Acciones de la Opción Adicional será el equivalente en dólares estadounidenses (basado en el tipo de cambio en el momento de la ampliación de capital correspondiente) del precio de suscripción por acción pagado por las acciones de CP Renovables emitidas en virtud de dichas ampliaciones de capital. El contrato de opción de compra de acciones incluye ajustes y protecciones antidilución, incluso con respecto a aumentos de capital en especie y distribuciones de dividendos por parte de CP Renovables, y otras operaciones como desdoblamientos de acciones y redenominación del valor nominal. Además, el accionista minoritario puede ceder sus derechos en virtud del contrato de opción de compra de acciones sin el consentimiento de CP Renovables.

El 15 de noviembre de 2023, el accionista minoritario ejerció la opción y adquirió las Acciones de la Opción Inicial y las Acciones de la Opción Adicional que, en conjunto, ascienden a 3.216.342.299 acciones clase B, representativas del 10% del capital social de CP Renovables. La opción de compra de acciones se ejercitó dentro del plazo establecido en el contrato.

Para mayor información respecto de transacciones con partes relacionadas, véase la Nota 10.3.10 a los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

ACTIVOS FIJOS DE LA EMISORA

La Emisora posee diversos activos acordes a los rubros de negocio en los que opera. A continuación se detallan (en miles de pesos) los principales activos fijos de la Sociedad al 31 de diciembre de 2023 y al 31 de marzo de 2024.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	**Período Intermedio finalizado el 31 de marzo de**
	2023	**2024**
Terrenos y edificios	169.966.984	257.016.438
Máquinas, equipos, turbogrupos y equipos auxiliares	382.833.853	578.688.646
Aerogeneradores	166.651.549	248.620.174
Turbinas	23.384.259	35.455.654
Desvalorización de turbinas	(7.486.577)	(11.351.290)
Desvalorización de máquinas y equipos, terrenos y edificios, obras en curso y otros	(72.459.248)	(108.880.513)
Obras en curso	87.464.828	149.407.625
Otros	8.577.973	12.532.424
Total	**758.933.621**	**1.161.489.158**

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

ANTECEDENTES FINANCIEROS

Información clave sobre la emisora

Información contable y financiera:

El presente Prospecto incluye información que surge de los estados financieros consolidados de la Emisora correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2023 comparativo con el ejercicio anterior y de los estados financieros de la Emisora por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024, comparativo con el período de tres meses anterior. La firma Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L. (miembro de Ernst & Young Global Limited) ha emitido su informe de auditor independiente sobre los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2023 y su informe sobre revisión de estados financieros condensados de período intermedio correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024, con fecha 8 de marzo de 2024 y fecha 10 de mayo de 2024, respectivamente.

La Emisora prepara sus estados financieros de acuerdo con las Normas de la CNV, las cuales establecen que las entidades emisoras de acciones y/u obligaciones negociables, con ciertas excepciones, están obligadas a preparar sus estados financieros aplicando la Resolución Técnica N° 26 (y modificatorias) de la FACPCE que dispone la adopción de las NIIF según las emitió el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad ("IASB", por su sigla en inglés), mientras que otras entidades tendrán la opción de utilizar las NIIF o la NIIF para las PyMES en reemplazo de las normas contables profesionales vigentes.

La información del estado de resultados y del estado de situación patrimonial consolidados seleccionada para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 ha sido confeccionada de acuerdo con las NIIF emitidas por el IASB. La información del estado de resultados consolidado seleccionada para los periodos finalizados el 31 de marzo de 2024 y 2023 y la información del estado de situación patrimonial consolidado seleccionada al 31 de marzo de 2024 ha sido confeccionada de acuerdo con la NIC 34 emitida por el IASB y surge de los estados financieros consolidados condensados al 31 de marzo de 2024.

Unidad de medida

De acuerdo con la NIC 29, la reexpresión de los estados financieros es necesaria cuando la moneda funcional de una entidad es la de una economía hiperinflacionaria. Para definir un estado de hiperinflación, la NIC 29 brinda una serie de pautas orientativas, no excluyentes, consistentes en (i) analizar el comportamiento de la población, los precios, la tasas de interés y los salarios ante la evolución de los índices de precios y la pérdida de poder adquisitivo de la moneda, y (ii) como una característica cuantitativa, que es la condición mayormente considerada en la práctica, comprobar si la tasa acumulada de inflación en tres años se aproxima o sobrepasa el 100%.

Debido a diversos factores macroeconómicos, desde 2018 la inflación trienal se ubicó por encima de ese guarismo, a la vez que las metas del gobierno nacional, y otras proyecciones disponibles, indican que esta tendencia no se revertirá en el corto plazo.

A efectos de evaluar la mencionada condición cuantitativa, y también para reexpresar los estados financieros, la Comisión Nacional de Valores ha establecido que la serie de índices a utilizar para la aplicación de la NIC 29 es la determinada por la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas.

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 están expresados en la unidad de medida corriente al cierre del ejercicio anual al 31 de diciembre de 2023, mientras que los estados financieros al 31 de marzo de 2024 y 2023 están expresados en la unidad de medida corriente al cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

ESTADOS FINANCIEROS

Estado de Resultados

	Ejercicio finalizado el 31 diciembre de			Período Intermedio finalizado el 31 de marzo de
	2023	**2022**	**2021**	**2024**
	(en miles de Pesos)			
Ingresos de las actividades ordinarias (1)	313.568.164	315.744.637	346.243.761	128.712.627
Costo de ventas	(210.166.444)	(166.051.558)	(179.326.913)	(72.826.089)
Ganancia bruta	**103.401.720**	**149.693.079**	**166.916.848**	**55.886.538**
Gastos administrativos y de comercialización	(31.753,694)	(23,253,248)	(25.183.782)	(12.930.078)
Otros ingresos operativos	237.706.231	111.837.412	66.235.117	29.765.412
Otros gastos operativos	(15.128.790)	(1.875.144)	(4.899.121)	(620.913)
Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles	43.994.536	(43.670.460)	(47.102.661)	-
Ganancia operativa	**338.220.003**	**192.731.639**	**155.966.401**	**72.100.959**
Resultado por exposición al cambio en el poder adquisitivo de la moneda	(126.511.590)	(94.864.437)	(10.033.044)	(4.941.802)
Ingresos financieros	230.203.826	79.527.910	11.784.114	18.654.061
Gastos financieros	(356.774.380)	(135.316.228)	(108.067.187)	(37.019.594)
Participación en los resultados netos de asociadas	6.115.780	347.325	(3.424.273)	(3.262.016)
Resultado por adquisición de participación en sociedades	72.645.358	37.911.293	-	-
Ganancia antes del impuesto a las ganancias	**163.898.997**	**80.337.502**	**46.226.011**	**45.531.608**
Impuesto a las ganancias	(17.938.127)	(20.927.229)	(50.155.954)	(18.032.732)
Ganancia (Pérdida) neta del ejercicio/período	**145.960.870**	**59.410.273**	**(3.929.943)**	**27.498.876**
Otros resultados integrales, neto	(750.969)	(475.389)	1.532	-
Resultado integral total neto del ejercicio	**145.209.901**	**58.934.884**	**(3.928.411)**	**27.498.876**
Participaciones minoritarias	(2.082.975)	116.728	571.498	3.798.316

(1)Incluye ingresos devengados pendientes de cobro.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Estado de Situación Financiera	Ejercicio finalizado el 31 diciembre de			Período Intermedio finalizado el 31 de marzo de
	2023	2022	2021	2024
	(En miles de Pesos)			
Activo no corriente				
Propiedades, Planta y Equipo	758.933.621	616.321.669	671.042.039	1.161.489.158
Activos intangibles	15.956.070	24.212.452	36.636.194	23.358.443
Activos biológicos	89.242.177	38.299.254	-	140.669.901
Inversión en asociadas	34.360.068	37.860.820	38.218.110	48.835.363
Inventarios	5,981.574	6.813.989	2.315.456	8.873.857
Otros activos no financieros	304.343	765.683	2.088.079	241.282
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	154.597.455	131.784.373	184.575.869	155.434.166
Otros activos financieros	38.740.617	3.632.284	211.561	41.938.235
Activo por impuesto diferido	12.663.514	2.602.356	798.019	10.224.837
Total activo no corriente	**1.110.779.439**	**862.292.880**	**935.885.327**	**1.591.065.242**
Activo corriente				
Activos biológicos	6.758.707	9.181.119	-	10.112.909
Inventarios	8.939.956	19.681.975	8.778.619	15.315.914
Otros activos no financieros	12.220.611	2.777.364	14.275.088	15.767.800
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	161.280.356	136.683.090	138.021.950	240.059.081
Otros activos financieros	89.838.080	129.998.893	120.348.367	85.640.775
Efectivo y colocaciones a corto plazo	13.470.493	28.785.809	1.708.965	5.248.809
Total activo corriente	**292.508.203**	**327.108.250**	**283.132.989**	**372.145.288**
Total activo	**1.403.287.642**	**1.189.401.130**	**1.219.018.316**	**1.963.210.530**
Pasivo y patrimonio neto				
Patrimonio neto				
Capital	1.514.022	1.514.022	1.514.022	1.514.022
Ajuste de capital	246.927.434	246.927.434	246.927.434	375.177.617
Reserva legal	41.261.481	38.296.802	38.296.802	62.561.439
Reserva facultativa	346.305.972	485.798.841	503.835.858	525.075.670
Otras cuentas del patrimonio	(22.528.983)	(18.091.155)	(18.002.310)	(28.981.054)
Reserva facultativa para futura distribución de dividendos	73.320.698	-	-	100.243.173
Resultados no asignados	148.019.840	58.818.155	(4.449.524)	248.181.940
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**834.820.464**	**813.264.099**	**768.122.282**	**1.283.772.807**
Participaciones no controladoras	21.751.086	616.612	1.031.915	39.168.574
Total patrimonio neto	**856.571.550**	**813.880.711**	**769.154.197**	**1.322.941.381**
Pasivo no corriente				
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	-	2.244.449
Otros pasivos no financieros	28.078.227	23.580.634	32.859.545	28.255.193

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Estado de Situación Financiera	Ejercicio finalizado el 31 diciembre de			Período Intermedio finalizado el 31 de marzo de
	2023	2022	2021	2024
	(En miles de Pesos)			
Préstamos y deudas que devengan intereses	286.373.907	140.883.742	219.481.798	294.951.121
Pasivo por compensaciones y beneficios a los empleados	3.309.290	2.321.472	2.073.573	6.178.920
Provisiones	1.934.005	184.892	292.256	2.028.920
Pasivo por impuesto diferido	79.164.462	76.196.163	92.049.689	120.935.065
Total pasivo no corriente	**398.859.891**	**243.166.903**	**346.756.861**	**454.593.668**
Pasivo corriente				
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	49.803.473	23.376.350	16.509.018	54.694.067
Otros pasivos no financieros	25.617.934	27.316.831	20.367.424	27.033.274
Préstamos y deudas que devengan intereses	48.810.618	56.632.669	41.336.226	75.424.280
Pasivo por compensaciones y beneficios da los empleados	15.726.816	10.034.781	9.900.829	16.404.888
Impuesto a las ganancias a pagar	6.273.203	14.849.276	14.449.726	10.226.651
Provisiones	1.624.157	143.609	544.035	1.892.321
Total pasivo corriente	**147.856.201**	**132.353.516**	**103.107.258**	**185.675.481**
Total pasivo	**546.716.092**	**375.520.419**	**449.864.119**	**640.269.149**
Total pasivo y patrimonio neto	**1.403.287.642**	**1.189.401.130**	**1.219.018.316**	**1.963.210.530**

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Estado de Cambios en el Patrimonio

Información del Estado de Evolución del Patrimonio Neto por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023:

Montos en miles de pesos

	Atribuible a los propietarios de la controladora									
	Aporte de los propietarios		Resultados Acumulados							
	Capital social		Ganancias reservadas							
	Valor nominal	Ajuste del capital	Reserva legal	Reserva facultativa	Otras cuentas del patrimonio	Reserva facultativa para futura distribución de dividendos	Resultados no asignados	Total	Participaciones no controladoras	Total
Al 1 de enero de 2023	**1.524.022**	**246.927.434**	**38.296.802**	**485.798.841**	**(18.091.155)**	**-**	**58.818.155**	**813.264.099**	**616.612**	**813.880.711**
Ganancia neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	148.043.845	148.043.845	(2.082.975)	145.960.870
Otro resultado integral neto del ejercicio	-	-	-	-	-	-	(750.969)	(750.969)	-	(750.969)
Resultado integral neto del ejercicio	-	-	-	-	-	-	147.292.876	147.292.876	(2.082.975)	145.209.901
Disposiciones de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 28 de abril de 2023:										
- **Constitución de reserva legal**	-	-	2.964.679	-	-	-	(2.964.679)	-	-	-
- **Constitución de reserva facultativa para futura distribución de dividendos**	-	-	-	-	-	55.853.476	(55.853.476)	-	-	-
Disposiciones de la Asamblea General Ordinaria de fecha del 15 de abril de 2023:										

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

	Atribuible a los propietarios de la controladora									
	Aporte de los propietarios		Resultados Acumulados							
	Capital social		Ganancias reservadas		Otras cuentas del patrimonio	Reserva facultativa para futura distribución de dividendos	Resultados no asignados	Total	Participaciones no controladoras	Total
	Valor nominal	Ajuste del capital	Reserva legal	Reserva facultativa						
Incremento de reserva facultativa para futura distribución de dividendos	-	-	-	(139.492.869)	-	139.492.869	-	-	-	-
Distribuciones de dividendos resueltas por Directorios del 2-11-2023, 01-12-2023 y 15-12-2023	-	-	-	-	-	(122.025.647)	-	(122.025.647)	-	(122.025.647)
Combinación de Negocios	-	-	-	-	-	-	-	-	19.146.135	19.146.135
Transacción entre partes relacionadas	-	-	-	-	(2.778.048)	-	-	(2.778.048)	8.929.639	6.151.591
Distribución de dividendos de sociedad subsidiaria	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.858.325)	(4.858.325)
Dividendos cobrados por sociedad subsidiaria	-	-	-	-	-	-	726.964	726.964	-	726.964
Adquisición de acciones propias	-	-	-	-	(1.659.780)	-	-	(1.659.780)	-	(1.659.780)
Al 31 de diciembre de 2023	**1.514.022**	**246.927.434**	**41.261.481**	**346.305.972**	**(22.528.983)**	**73.320.698**	**148.019.840**	**834.820.464**	**21.751.086**	**856.571.550**

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Información del Estado de Evolución del Patrimonio Neto por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022:

Montos en miles de Pesos

	Atribuible a los propietarios de la controladora									
	Aporte de los propietarios		Resultados Acumulados							
	Capital social		Ganancias reservadas							
	Valor nominal	Ajuste del capital	Reserva legal	Reserva facultativa	Otras cuentas del patrimonio	Reserva facultativa para futura distribución de dividendos	Resultados no asignados	Total	Participaciones no controladoras	Total
Al 1 de enero de 2022	**1.514.022**	**246.927.434**	**38.296.802**	**503.835.858**	**(18.002.310)**	**-**	**(4.449.524)**	**768.122.282**	**1.031.915**	**769.154.197**
Ganancia neta del ejercicio	-	-	-	-	-	-	59.293.545	59.293.545	116.728	59.410.273
Otro resultado integral neto del ejercicio	-	-	-	-	-	-	(475.389)	(475.389)	-	(475.389)
Resultado integral neto del ejercicio	-	-	-	-	-	-	58.818.156	58.818.156	116.728	58.934.884
Disposiciones de la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 29 de abril de 2022:										
- **Disminución de la reserva facultativa por absorción de pérdidas**	-	-	-	(4.449.523)	-	-	4.449.523	-	-	-
Disposiciones de la Asamblea General Ordinaria de fecha del 23 de diciembre de 2022:										
- **Distribución de dividendos en efectivo**	-	-	-	(13.587.494)	-	-	-	(13.587.494)	-	(13.587.494)

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

	Atribuible a los propietarios de la controladora									
	Aporte de los propietarios		Resultados Acumulados							
	Capital social		Ganancias reservadas							
	Valor nominal	Ajuste del capital	Reserva legal	Reserva facultativa	Otras cuentas del patrimonio	Reserva facultativa para futura distribución de dividendos	Resultados no asignados	Total	Participaciones no controladoras	Total
Distribución de dividendos de sociedad subsidiaria	-	-	-	-	-	-	-	(532.031)	-	(532.031)
Adquisición de acciones propias	-	-	-	-	(88.845)	-	-	(88.845)	-	(88.845)
Al 31 de diciembre de 2022	**1.514.022**	**246.927.434**	**38.296.802**	**485.798.841**	**(18.091.155)**	-	**58.818.155**	**813.264.099**	**616.612**	**813.880.711**

Información del Estado de Evolución del Patrimonio Neto por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021:

Montos en miles de Pesos

	Atribuible a los propietarios de la controladora									
	Aporte de los propietarios		Resultados Acumulados							
	Capital social		Ganancias reservadas							
	Valor nominal	Ajuste del capital	Reserva legal	Reserva facultativa	Otras cuentas del patrimonio		Resultados no asignados	Total	Participaciones no controladoras	Total
Al 1 de enero de 2021	**1.514.022**	**246.927.434**	**35.141.634**	**443.887.684**	**(18.002.310)**		**63.153.727**	**772.622.193**	**1.174.909**	**773.797.102**
(Pérdida) Ganancia neta del ejercicio	-	-	-	-	-		(4.501.439)	(4.501.439)	571.497	(3.929.943)
Otro resultado integral neto del ejercicio	-	-	-	-	-		1.529	1.529	-	1.529
Resultado integral neto del ejercicio	-	-	-	-	-		(4.499.911)	(4.499.911)	94.213	(3.928.414)
Disposiciones de la Asamblea General Ordinaria de										

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

	Atribuible a los propietarios de la controladora									
	Aporte de los propietarios		Resultados Acumulados							
	Capital social		Ganancias reservadas		Otras cuentas del patrimonio		Resultados no asignados	Total	Participaciones no controladoras	Total
	Valor nominal	Ajuste del capital	Reserva legal	Reserva facultativa						
Accionistas del 30 de abril de 2021:										
- **Incremento de reserva legal**	-	-	3.155.168	-	-		(3.155.168)	-	-	-
- **Incremento de reserva facultativa**	-	-	-	59.948.173	-		(59.948.173)	-	-	-
Distribución de dividendos de sociedad subsidiaria	-	-	-	-	-		-	-	(714.491)	(714.491)
Al 31 de diciembre de 2021	**1.514.022**	**246.927.434**	**38.296.802**	**503.835.858**	**(18.002.310)**		**(4.449.524)**	**768.122.282**	**1.031.915**	**769.154.197**

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Estado de Flujo de Efectivo

Información del Estado de Flujos de Efectivo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, el 31 de diciembre de 2022 y el 31 de diciembre de 2021 y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2024 y el 31 de marzo de 2023:

	Ejercicio / período finalizado el				
	31 de diciembre de			31 de marzo de	
	2023	2022	2021	2024	2023
			(en miles de Ps.)		
Variación del efectivo					
Efectivo al inicio del ejercicio/ período	28.785.809	1.708.965	2.551.793	20.424.216	43.645.588
Efectivo al cierre del ejercicio/ período	13.470.493	28.785.809	1.708.965	5.248.809	42.434.232
Aumento / (Disminución) neto del efectivo	**(15.315.316)**	**27.076.844**	**(842.828)**	**(15.175.407)**	**(1.211.356)**
Actividades de operación					
Ganancia (Pérdida) neta del ejercicio	163.898.997	80.337.502	46.226.011	45.531.608	5.874.452
Depreciación propiedades, plantas y equipos	64.072.513	48.238.614	46.330.005	21.980.760	20.472.036
Amortización de activos intangibles	6.145.363	12.334.159	18.645.411	834.452	2.628.872
Reversa de desvalorización/ (desvalorización) de propiedades, planta y equipos y activos intangibles	(43.994.536)	43.670.460	47.102.661	-	(6.598)
Bajas de propiedades, planta y equipos e inventario	8.461.885	(61.955)		-	-
Resultado por venta de propiedades, plantas y equipos	-	-	(637.987)	(10.047)	-
Recupero de seguros	-	(4.174.622)	-	-	-
Recupero (Cargo) por descuento de créditos fiscales	763.531	(818.538)	(1.436.000)	(188.930)	7.191
Intereses de clientes ganados	(33.388.985)	(20.714.927)	(21.902.168)	(10.386.157)	(9.610.279)
Diferencia de cambio de clientes	(190.654.483)	(85.079.807)	(41.734.061)	(11.110.614)	(34.055.735)
Costos financieros	356.774.380	135.316.228	108.067.187	37.019.594	57.056.856
Ingresos financieros	(230.203.826)	(79.527.910)	(11.784.114)	(18.654.061)	(26.339.498)
Participación en los resultados netos de asociadas	(6.115.780)	(347.325)	3.424.273	3.262.016	2.855.864
Resultado por adquisición de participación en sociedades	(72.645.358)	(37.911.293)	-	-	-
Provisión para desvalorización de materiales	716.167	1.594.977	250.861	-	-
Movimiento en provisiones y cargo plan de beneficios a largo plazo a los empleados	3.692.018	1.070.834	1.857.254	3.273.366	1.113.273
Revaluación de activos biológicos	(14.243.982)	-	-	(7.257.610)	(15.334.939)
Resultado por exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda	123.284.322	52.082.033	(5.446.891)	27.701.859	41.996.338
Cambios en activos y pasivos operativos:					
(Aumento) Disminución de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	42.974.477	31.262.737	22.139.735	(16.006.810)	4.270.396
Disminución (Aumento) de otros activos no financieros y de inventarios	(30.725.480)	10.559.232	(6.002.547)	(49.455.620)	(8.315.025)
(Disminución) Aumento de cuentas por pagar comerciales, otras cuentas por pagar, otros pasivos no financieros y pasivos por beneficios a empleados	(17.337.800)	(11.473.497)	(41.805.221)	(45.003.228)	(22.185.805)
Intereses cobrados de clientes	29.320.380	18.030.017	21.369.929	8.666.771	6.541.920
Pago impuesto a las ganancias	(34.344.072)	(25.046.766)	(26.730.243)	(6.202.277)	(5.409.098)
Intereses fiscales pagados	(952.955)	-	-	(132.273)	-
Recupero de seguros cobrado	118.000	3.921.416	-	-	178.912
Flujo neto de efectivo generado por (utilizado en) las actividades de operación	**125.614.776**	**173.261.569**	**157.934.095**	**(16.137.201)**	**21.739.133**

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

	Ejercicio / período finalizado el				
	31 de diciembre de			31 de marzo de	
	2023	2022	2021	2024	2023
	(en miles de Ps.)				
Actividades de inversión					
Adquisición de propiedades, plantas y equipos e inventario	(9.834.940)	(10.434.395)	(32.586.599)	(23.768.439)	(5.219.290)
Dividendos cobrados	6.728.299	875.311	850.261	3.773.247	-
Venta de propiedades, plantas y equipos	-	146.707	22.110.475	10.047	-
Adquisición de subsidiarias y asociadas, neto de la caja adquirida	(36.017.836)	(32.252.001)	-	-	(28.441.892)
Adquisición de acciones propias	(1.659.780)	(88.845)	-	-	-
Adquisición de otros activos financieros, neta	(22.793.255)	(55.592.318)	(32.376.289)	27.954.568	8.899.070
Flujo neto de efectivo (utilizado en) generado por las actividades de inversión	**(63.577.512)**	**(97.345.541)**	**(42.002.152)**	**7.969.423**	**(24.762.112)**
Actividades de financiación					
(Cancelación) Obtención de adelantos en cuentas corrientes bancarias y cuentas comitentes, neto	(4.814.307)	6.558.899	(9.766.395)	16.769.906	21.771.917
Préstamos y otras deudas financieras recibidos	71.906.462	-	-	24.801.536	-
Préstamos pagados	(93.096.630)	(26.333.200)	(78.207.660)	(26.352.181)	(5.436.796)
Pagos por recompra obligaciones negociables	(6.474.215)	-	-	-	-
Gastos directos de endeudamiento y refinanciación de préstamos	(1.711.546)	(888.343)	(2.112.876)	(21.482)	-
Intereses de préstamos y otras deudas financieras pagados	(23.648.968)	(18.946.446)	(25.465.098)	(8.139.430)	(8.807.700)
Dividendos pagados	(21.914.775)	(11.171.400)	(714.490)	(10.272.612)	(3.284.677)
Flujo neto de efectivo (utilizado en) generado por las actividades de financiación	**(79.753.979)**	**(50.780.490)**	**(116.266.519)**	**(3.214.263)**	**4.242.744**
Aumento/ (Disminución) neta del efectivo y colocaciones a corto plazo	**(17.716.715)**	**25.135.538**	**(334.576)**	**(11.382.041)**	**1.219.765**
Diferencia de cambio y otros resultados financieros	20.416.299	4.059.896	487.561	1.051.911	3.556.329
RECPAM utilizado en el efectivo y las colocaciones a corto plazo	(18.014.900)	(2.118.590)	(995.813)	(4.845.277)	(5.987.450)
Efectivo y colocaciones a corto plazo al inicio del ejercicio/periodo	28.785.809	1.708.965	2.551.793	20.424.216	43.645.588
Efectivo y colocaciones a corto plazo al fin del ejercicio/periodo	**13.470.493**	**28.785.809**	**1.708.965**	**5.248.809**	**42.434.232**

INDICADORES	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Período intermedio finalizado el 31 de marzo de
	2023	2022	2021	2024
Índices de Liquidez (Activo Corriente/Pasivo Corriente)	1,98	2,47	2,75	2,00
Índices de Solvencia (Patrimonio Neto/Pasivo)	1,57	2,17	1,71	2,07
Inmovilización de capital (Activo no Corriente/Activo Total)	0,79	0,72	0,77	0,81
Índices de Rentabilidad (Resultado del Ejercicio/ Patrimonio Promedio)	0,17	0,07	(0,01)	0,02

CAPITALIZACIÓN Y ENDEUDAMIENTO

El siguiente cuadro indica la deuda financiera consolidada y la capitalización total de la Emisora, el cual incluye la deuda financiera corriente y no corriente y el patrimonio neto al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 y al 31 de marzo de 2024.

	Ejercicio finalizado el 31 diciembre de			Período Intermedio finalizado el 31 marzo de
	2023	**2022**	**2021**	**2024**
Capitalización				
Patrimonio				
Capital	1.514.022	1.514.022	1.514.022	1.514.022
Ajuste de capital	246.927.434	246.927.434	246.927.434	375.177.617
Reserva legal	41.261.481	38.296.802	38.296.802	62.561.439
Reserva facultativa	346.305.972	485.798.841	503.835.858	525.075.670
Otras cuentas del patrimonio	(22.528.983)	(18.091.155)	(18.002.310)	(28.981.054)
Reserva facultativa para futura distribución de dividendos	73.320.698	-	-	100.243.173
Resultados no asignados	148.019.840	58.818.155	(4.449.524)	248.181.940
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**834.820.464**	**813.264.099**	**768.122.282**	**1.283.772.807**
Participaciones no controladoras	21.751.086	616.612	1.031.915	39.168.574
Total del Patrimonio	**856.571.550**	**813.880.711**	**769.154.197**	**1.322.941.381**
Endeudamiento (1)				
Deuda corriente garantizada	42.660.777	32.272.071	35.922.258	35.301.799
Deuda corriente no garantizada	6.149.841	24.360.598	5.413.968	40.122.481
Deuda no corriente garantizada	186.731.177	125.666.431	176.820.676	191.880.559
Deuda no corriente no garantizada	99.642.730	15.217.311	42.661.122	103.070.562
Deuda total	**335.184.525**	**197.516.411**	**260.818.024**	**370.375.401**
Total de Capitalización y Endeudamiento	**1.191.756.075**	**1.011.397.122**	**1.029.972.221**	**1.693.316.782**

(1) Esta información debe leerse complementariamente con la información consignada en los estados financieros auditados para el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2023 y los estados financieros no auditados para el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024, y sus notas relacionadas (Ítem deudas y préstamos financieros que devengan interés).

Obligaciones Negociables en Circulación

A la fecha del presente Prospecto la Sociedad posee USD 47.232.818 emitidos bajo las obligaciones negociables Clase A (obligaciones negociables emitidas en el mercado local), y USD 50.000.000 emitido bajo las obligaciones negociables Clase B (obligaciones negociables emitidas inicialmente según la forma prevista por la Regulación S de la Ley de Títulos Valores de los EE. UU.).

Cambios Significativos

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Para mayor información relativa a cambios significativos ocurridos con posterioridad al cierre de los estados financieros cerrados al 31 de marzo de 2024 véase la sección "*Acontecimientos Recientes*" del presente Prospecto.

Reseña y perspectiva operativa y financiera

La siguiente reseña debe leerse junto con los estados financieros consolidados de la Emisora y sus respectivas notas incluidas en otras partes de este prospecto. Los estados financieros consolidados de la Emisora han sido preparados de conformidad con las NIIF. Toda la información incluida en este prospecto, salvo indicación en contrario, está expresada en Pesos Argentinos. Este prospecto contiene declaraciones a futuro que reflejan los planes, estimaciones y opiniones actuales de la Emisora. Los resultados reales de las operaciones pueden diferir significativamente de los analizados en las declaraciones a futuro. Véase "Nota Especial referida a Declaraciones sobre el Futuro" y "Factores de Riesgo".

Resultados de las Operaciones

Esta sección contiene declaraciones sobre hechos futuros que involucran riesgos e incertidumbres. Los resultados reales de la Emisora pueden diferir significativamente de los analizados en las declaraciones sobre hechos futuros como consecuencia de una pluralidad de factores, incluyendo, sin carácter limitativo, los indicados en las secciones "Declaraciones sobre Hechos Futuros", "Factores de Riesgo" y las cuestiones que se detallan en este Prospecto en términos generales.

Este análisis debe leerse junto con los estados financieros consolidados auditados de la Emisora, incluidos en este Prospecto.

Presentación financiera

La Emisora lleva sus libros y registros contables y publica sus estados financieros consolidados en pesos argentinos, que es su moneda funcional. Los estados financieros consolidados auditados de la Emisora se preparan en pesos argentinos y de acuerdo con las NIIF según las emitió el IASB.

Factores que afectan los resultados de las operaciones de la Emisora

Situación económica de Argentina

La Emisora es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República Argentina, y sustancialmente todos sus activos, operaciones y clientes están ubicados en Argentina. En consecuencia, su situación patrimonial y los resultados de las operaciones dependen, en gran medida, de la situación macroeconómica y política imperante en Argentina en un momento dado.

Habida cuenta de que Central Puerto se ve afectada por las condiciones de la economía argentina, la cual históricamente ha sido volátil y ha afectado negativa y sustancialmente la situación patrimonial y las proyecciones de múltiples sectores, entre ellos, el sector eléctrico, el siguiente análisis puede no ser indicativo de los futuros resultados de las operaciones, liquidez y recursos de capital de la Emisora.

El siguiente cuadro presenta información sobre ciertos indicadores económicos de Argentina para los períodos indicados.

	2021	2022	2023
Actividad económica			
PBI nominal en US$ corrientes (1) (en millones de US$)	496,026	589,084	385,102
Inversión (formación bruta de capital fijo), como % del PBI	17,63%	17,88%	19,07%
Índices de precios e información sobre el tipo de cambio			
IPC del INDEC (% de variación)	50,94%	94,79%	211,41%
Actividad económica Índice de Precios Mayoristas (IPM) (% de variación)	51,34%	94,78%	276,35%
Tipo de cambio nominal (2) (en Ps./US$ al cierre del período)	102,72	177,16	808,45

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Fuentes: Ministerio de Obras Públicas de la Nación, Banco de la Nación Argentina e Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).

(1) Cálculos basados en el PBI nominal en Pesos informado por el INDEC dividido por el tipo de cambio nominal promedio entre el Ps. y el US$ para cada período, según lo informado por Banco de la Nación Argentina.

(2) Tipo de cambio divisas vendedor publicado por el Banco de la Nación Argentina.

Durante 2021 en comparación con 2020, el PBI de Argentina aumentó 10,72%, principalmente como resultado de un aumento de 33,80% en las inversiones en bienes de capital, un aumento de 10,35% en el consumo del sector privado, un aumento de 6,31% en el consumo público y un aumento de 8,50% en las exportaciones. La oferta interna agregada también aumentó dado el aumento de 20,44% de las importaciones. La actividad económica agregada se vio afectada principalmente por períodos de volatilidad en los tipos de cambio y los indicadores financieros, una alta tasa de inflación e incertidumbre macroeconómica, explicados principalmente por la falta de reservas de divisas en el Banco Central y por la necesidad de llegar a un acuerdo con el FMI, respecto de los pagos a realizar durante 2022. La actividad económica en Argentina en 2021 también se vio afectada por la pandemia de COVID-19 y las diversas medidas adoptadas por el gobierno argentino para afrontar sus consecuencias.

Durante 2022 en comparación con 2021, el PBI de Argentina aumentó 4,96%, principalmente como resultado de un aumento de 11,06% en las inversiones en bienes de capital, un aumento de 9,67% en el consumo del sector privado, un aumento de 1,90% en el consumo público y un aumento de 5,77% en las exportaciones. La oferta interna agregada también aumentó dado el aumento del 17,88% de las importaciones. A lo largo de 2022, la tasa de inflación mensual y su volatilidad aumentaron considerablemente, así como la inestabilidad de los mercados cambiarios y financieros. La falta de reservas de divisas en el Banco Central llevó al gobierno a ofrecer un mejor tipo de cambio a los exportadores agrícolas (una alternativa al tipo de cambio oficial). Además, el gobierno propuso una oferta de canje a los tenedores de bonos locales para abordar la inestabilidad en el mercado de bonos interno y las dificultades para cubrir el déficit fiscal. El Banco Central se vio obligado a intervenir en ese mercado para contrarrestar la volatilidad y el colapso de los precios. Como resultado, el entorno macroeconómico se volvió muy incierto.

Durante 2023 en comparación con 2022, el PBI de Argentina disminuyó 1,55%, principalmente como resultado de una disminución de 1,88% en las inversiones en bienes de capital y una disminución de 6,69% en las exportaciones. Estos desempeños fueron parcialmente compensados por un aumento del 1,12% en el consumo del sector privado y un crecimiento del 1,16% en el consumo público. La oferta interna agregada también disminuyó a pesar del aumento del 2,16% en las importaciones. La tasa de inflación aumentó sostenidamente a lo largo del primer trimestre del año, alcanzando un destacado 8,40% en abril. También aumentaron las preocupaciones sobre la inflación, previéndose una tasa de dos dígitos en el futuro próximo. A su vez, aumentó la volatilidad en el mercado de divisas, así como el diferencial entre los tipos de cambio oficiales y financieros. La volatilidad y la incertidumbre se vieron reforzadas por las elecciones presidenciales, previstas para agosto (primarias) y octubre (elecciones generales). El gobierno aumentó los gastos sociales y las subvenciones a las empresas de servicios públicos y de transporte y endureció los controles de precios para contrarrestar la carga inflacionaria y sostener su imagen en la carrera electoral. Si bien la inflación se desaceleró durante el segundo trimestre, luego de las elecciones primarias llevadas a cabo el 13 de agosto, el gobierno devaluó el peso argentino en un 18%, lo que se reflejó casi instantáneamente en los precios. La tasa de inflación fue del 12,44% en agosto y del 12,75% en septiembre y aumentó de manera incierta en consonancia con los resultados de las elecciones primarias, en las que el candidato oficial obtuvo el tercer puesto, la oposición el segundo y un candidato atípico el primero. La actividad económica se deterioró hacia finales de año a medida que la inflación siguió aumentando, impulsada por una nueva devaluación oficializada por la nueva administración en diciembre.

A la fecha del presente prospecto, el país enfrenta desafíos importantes y el futuro sigue siendo incierto. La nueva administración se ha comprometido a eliminar el déficit fiscal, que se explica básicamente por subvenciones económicas a empresas de servicios públicos y de transporte. El balance del Banco Central mejoró sustancialmente, pero se lograría una reestructuración total cuando desaparezca la impresión de dinero (a día de hoy, el déficit fiscal y su monetización se han reducido. Aún no se ha logrado una solución adecuada para la deuda del Banco Central). La política económica podría reducir las presiones inflacionarias en el largo plazo, mientras que podría afectar la actividad económica en el corto plazo. La promoción de inversiones, la renegociación de contratos de servicios públicos y el establecimiento de un nuevo marco regulatorio, que incluiría ajustes tarifarios, son objetivos clave y grandes desafíos para el futuro próximo.

Inflación

Argentina debió enfrentar y sigue enfrentando presiones inflacionarias. Desde el año 2012 a la fecha, la Argentina experimentó aumentos en la tasa de inflación medidos según el IPC y el IPM, reflejo del continuado incremento en los niveles de consumo privado y actividad económica (incluidas las exportaciones y la inversión pública y privada), ejerciendo cada vez más presión en la demanda de bienes y servicios.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

En períodos altamente inflacionarios, los sueldos y jornales tienden a caer y los consumidores adaptan sus patrones de consumo, eliminando gastos innecesarios. El aumento del riesgo inflacionario puede llegar a socavar el crecimiento macroeconómico y limitar más aún la disponibilidad de financiamiento, con el consiguiente impacto negativo en las operaciones de la Emisora. Véase *"Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina— Sustancialmente todos los ingresos de la Emisora son generados en Argentina y, por lo tanto, dependen en gran medida de las condiciones económicas y políticas de Argentina."*

El aumento de la inflación también tiene un efecto negativo en el costo de ventas, en los gastos administrativos y de comercialización, en especial, en los sueldos y las cargas sociales de la Emisora. La Emisora no puede garantizar que un incremento en los costos producto de la inflación se podrá compensar, en todo o en parte, con incrementos en las tarifas de la energía eléctrica que produce.

La NIC N° 29, Información financiera en economías hiperinflacionarias, requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria, independientemente de si están basados en el método del costo histórico o en el método del costo corriente, sean expresados en términos de la unidad de medida corriente a la fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa. Si bien la norma no establece una tasa única de inflación que, al ser sobrepasada, determinaría la existencia de una economía hiperinflacionaria, es práctica generalizada considerar para ese propósito una variación del nivel de precios que se aproxime o exceda el 100% acumulativo durante los tres últimos años, junto con otra serie de factores cualitativos de orden macroeconómico.

Debido a factores macroeconómicos, la inflación trienal superó a dicha cifra en 2018 y Argentina ha sido considerada una economía hiperinflacionaria desde el 1º de julio de 2018. Dichos factores se mantuvieron en 2021, 2022 y 2023. Véase *"Riesgos relacionados con Argentina - El Peso Argentino califica como una moneda de una economía hiperinflacionaria, y la Emisora está obligada a reexpresar sus estados financieros históricos para aplicar ajustes por inflación, lo que podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones y su situación financiera, así como la de sus subsidiarias argentinas".*

Por lo tanto, los estados financieros de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, incluyendo las cifras para los períodos anteriores (este hecho no afecta las decisiones adoptadas sobre la información financiera para dichos períodos), y a menos que se indique lo contrario, la información financiera incluida en otra sección de este Prospecto, han sido reajustados para considerar las variaciones en el poder adquisitivo general de la moneda funcional de la Emisora (peso argentino) en virtud de la NIC 29 y la Resolución General Nº 777/2018 de la CNV.

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 están expresados en la unidad de medida corriente al cierre del ejercicio anual al 31 de diciembre de 2023 mientras que los estados financieros al 31 de marzo de 2024 y 2023 están expresados en la unidad de medida corriente al cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024.

Asimismo, como consecuencia de la aplicación de la NIC 29, mantener activos monetarios netos genera una pérdida del poder adquisitivo, en tanto que mantener pasivos monetarios netos incrementa el poder adquisitivo, siempre que dichos ítems no estén sujetos a un mecanismo de ajuste que compense en cierta medida dicha pérdida o beneficio. Esta pérdida o ganancia se registra en el estado de resultados integrales.

En consecuencia, la Emisora ha reconocido una pérdida con respecto al efecto del ajuste por inflación de Ps. 126,51 mil millones para el ejercicio 2023, una pérdida con respecto al efecto del ajuste por inflación de Ps. 94,8630 mil millones para el ejercicio 2022, y ha reconocido una pérdida con respecto al efecto del ajuste por inflación de Ps. 10,033 mil millones para el ejercicio 2021.

El 16 de junio de 2021, el Poder Ejecutivo Nacional sancionó la Ley N° 27.630, la cual estableció cambios en la alícuota del impuesto a las ganancias de sociedades para los períodos fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2021. Dicha ley prevé el pago del impuesto en base a una estructura de tasas escalonadas en función del nivel de ganancia neta imponible acumulada. Las escalas progresivas aplicables para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2024, son las siguientes: (i) ganancia neta imponible acumulada hasta Ps. 34.703.523,08, aplicará la alícuota del 25%; (ii) ganancia neta imponible acumulada superior a Ps. 34.703.523,08 hasta Ps. 347.035.230,79, se abonará Ps. 8.675.880,77 más 30% sobre el excedente de Ps. 34.703.523,08; y (iii) ganancia neta imponible acumulada superior a Ps. 347.035.230,79, se abonará Ps. 102.375.393,08 más 35% sobre el excedente de Ps. 347.035.230,79. .

Fluctuaciones del tipo de cambio

La Emisora está expuesta al riesgo cambiario respecto a la relación entre el Peso Argentino y el Dólar Estadounidense, debido a que una parte de sus gastos de capital, obligaciones financieras y gastos operativos está denominada en Dólares Estadounidenses. Véase "*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina - Las grandes fluctuaciones en el valor del peso podrían afectar adversamente la economía argentina y, en consecuencia, los resultados de las operaciones de la Emisora*" y "*Controles de Cambio*".

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

El riesgo de tipo de cambio es el riesgo de que el valor razonable o los flujos de caja futuros de un instrumento financiero fluctúen debido a variaciones en los tipos de cambio. Estamos expuestos al riesgo de cambio en relación con la relación entre el peso argentino y el dólar estadounidense, principalmente debido a nuestras actividades operativas, los proyectos de inversión definidos por nosotros y nuestros pasivos financieros con entidades bancarias.

De acuerdo al tipo de cambio informado por la Comunicación "A" 3500 del BCRA, la devaluación del Peso Argentino respecto al Dólar Estadounidense ascendió a un total de 18,11% en 2021, 41,99% en 2022 y 78,09% en 2023.

Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora no tenía instrumentos derivados que cumplieran los requisitos de las NIIF para ser designados como cobertura eficaz de este riesgo específico. Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora tenía cuentas por cobrar, activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, y efectivo y colocaciones a corto plazo en moneda extranjera por aproximadamente US$ 442,50 millones, mientras que, a esa misma fecha, la Emisora tenía pasivos denominados en moneda extranjera por un valor total de aproximadamente US$ 466,484 millones.

Una depreciación significativa del Peso Argentino podría devenir en un incremento en el costo del servicio de la deuda de la Emisora y en el costo de insumos o equipos importados y, por consiguiente, podría tener un efecto adverso significativo en el resultado de las operaciones. En cuanto respecta a los combustibles utilizados para generar la electricidad que la Emisora comercializa en virtud de Energía Base (el cual representó cerca del 34,00% de las ventas en 2022), la exposición a las fluctuaciones en los precios del combustible no es significativa pues, conforme a la normativa aplicable, el combustible para la energía eléctrica vendida en Energía Base debe ser adquirido a y provisto por CAMMESA sin cargo para la Emisora; por lo tanto, no forma parte del precio recibido por el generador.

El gobierno argentino ha tomado medidas para estabilizar la situación cambiaria, las restricciones para comprar divisas, y en algunos casos, un impuesto adicional.

Ingresos

El siguiente cuadro presenta un detalle de los ingresos de la Emisora para los períodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2023		**2022**		**2021**	
	(en miles de Ps.)	*Porcentaje de ingresos*	*(en miles de Ps.)*	*Porcentaje de ingresos*	*(en miles de Ps.)*	*Porcentaje de ingresos*
Energía Base (1)	155.523.697	49,60%	125.095.966	39,62%	144.468.508	41,72%
Ventas por contratos (2)	131.012.781	41,78%	167.719.171	53,12%	182.679.073	52,76%
Ventas de vapor (3)	14.789.842	4,72%	15.283.685	4,84%	10.409.047	3,01%
Reventa de capacidad de transporte y distribución de gas	1.858.093	0,59%	2.188.445	0,69%	1.868.300	0,54%
Ingresos por gerenciamiento de la central térmica CVO	4.568.538	1,46%	5.457.370	1,73%	6.818.833	1,97%
Ingresos por venta actividad forestal	5.815.213	1,85%	-	0,00%	-	0,00%
Total ingresos de las actividades ordinarias	**313.568.164**	**100,00%**	**315.744.637**	**100,00%**	**346.243.761**	**100,00%**

(1) Incluye ventas de energía y capacidad a CAMMESA remuneradas conforme a la Resolución N°95/13 y sus sucesivas enmiendas y modificaciones (Véase "Información sobre la Emisora - El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—Insuficiencia del Fondo de Estabilización y Respuestas del Gobierno Nacional—El Programa Nacional").

(2) Incluye (i) ventas por contrato del mercado a término, (ii) la energía vendida en virtud de Energía Plus, (iii) ventas por contrato del Programa RenovAR, y (iv) ventas por contrato a CAMMESA de energía convencional (para más información sobre las ventas por contrato en el mercado a término de la Emisora, véase "Información sobre la Emisora—Clientes").

(3) Incluye el vapor vendido en virtud de los contratos de abastecimiento de vapor que la Emisora tiene con YPF desde la Planta de Luján de Cuyo y con Terminal 6 Industrial S.A. desde la planta de San Lorenzo.

Durante 2023, las ventas al contado se regularon mediante la Resolución 826/22, la Resolución 750/23, la Resolución 869/23 y la Resolución 859/23. En 2022, las ventas al contado estaban reguladas por la Resolución 440/21, la Resolución 238/22 y la Resolución 826/22. En 2021, las ventas al contado estuvieron reguladas por la Resolución 31/20 y la Resolución 440/21. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, vendimos más del 81,00% de la energía eléctrica que generamos y obtuvimos el 41,72% de nuestros ingresos en virtud de las Ventas Spot. En el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2022, vendimos más del 76,00% de la energía

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

eléctrica que generamos y obtuvimos el 39,62% de nuestros ingresos en el mercado spot. En el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023, vendimos más del 80% de la energía eléctrica que generamos y obtuvimos el 49,60% de nuestros ingresos en el mercado al contado. Asimismo, seguimos vendiendo una parte de la energía eléctrica en el mercado spot bajo el marco regulatorio establecido con anterioridad a las Ventas Spot, que es Energía Plus. Para más información, véase *"Información sobre la Emisora – El Sector Eléctrico Argentino –Régimen de Remuneración".*

Por otra parte, la Emisora comercializa capacidad de generación y la energía eléctrica asociada en el marco de contratos negociados con contrapartes del sector privado en virtud de Energía Plus y otros contratos vigentes con contrapartes del sector privado celebrados con anterioridad a la implementación de Energía Base (ambos bajo el ítem "*Ventas de energía bajo contratos*" en el cuadro). En líneas generales, las ventas por contrato involucran PPA que se celebran con clientes y se pactan en Dólares Estadounidenses. Los precios de estos contratos incluyen el precio del combustible utilizado para la generación, cuyo costo es asumido por el generador. Cuando el plazo es a más de un año, por lo general, estos contratos incluyen mecanismos de ajuste del precio de la electricidad ante variaciones en el precio del combustible o si el generador debe usar combustibles líquidos, ante la eventual escasez de gas natural.

A continuación resumimos los aspectos clave de nuestras fuentes de ingresos más significativas, que incluyen: (i) las ventas spot, (ii) las ventas bajo contrato (iii) los contratos de suministro de vapor con YPF y Terminal 6 Industrial S.A, (iv) la reventa de capacidad de transporte de gas natural, (v) las ventas forestales.

Energía Base (Ventas en el Mercado Spot)

Las Ventas Spot representan nuestra mayor fuente de ingresos. La Resolución SE Nº 95/13, promulgada en febrero de 2013, modificó la forma de remuneración de la energía eléctrica en el mercado spot y estableció las Ventas Spot.

Desde el dictado de la Resolución SE Nº 95/13, el ente regulador aplicable (a la fecha del presente informe anual, la Secretaría de Energía) fijaba los precios de la energía eléctrica y los actualizaba anualmente hasta la Resolución Nº 238/22. A partir de esta resolución, los precios se actualizan múltiples veces a lo largo del año.

Modificaciones de la Resolución SE 95/2013

En los años 2014 y 2015, la autoridad de aplicación ajustó el esquema de remuneración a través de la Resolución SE 529/14 ("Resolución Nº 529") y la Resolución SE 482/2015, respectivamente. Estos ajustes tenían por fin permitir a los generadores cubrir, al menos parcialmente, los aumentos de costos del negocio encausados en la inflación y la devaluación de la moneda. No obstante, al no contar con un mecanismo de determinación de precios con una periodicidad preestablecidas por norma, los mismos resultaron discrecionales.

En este contexto, en marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Resolución SEE N° 22/2016 que actualizó los precios de la energía establecidos a través de la Resolución SE N° 95/13. La vigencia de estos aumentos fue a partir de febrero de 2016. Con respecto a los fundamentos de esta resolución, la Secretaría de Energía Eléctrica aseveró que la misma se sancionó con el exclusivo propósito de "apuntalar provisoriamente el funcionamiento y mantenimiento de los equipos afectados y las centrales eléctricas, hasta que entren en vigencia paulatinamente las medidas regulatorias que está analizando el Poder Ejecutivo con el fin de restablecer la operatoria normal del MEM". El 27 de enero de 2017, la Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Resolución SEE N° 19/17 (publicada en el Boletín Oficial el 2 de febrero de 2017), la cual reemplazó a la Resolución SE N° 22/2016.

Resolución 19/2017(derogada por la Resolución 1/19)

El 27 de enero de 2017, la ex Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Res. 19/17 (publicada en el Boletín Oficial el 2 de febrero de 2017).

Conforme a esta resolución, que estuvo vigente hasta el 28 de febrero de 2019 inclusive, la ex Secretaría de Energía Eléctrica estableció que los generadores, cogeneradores y autogeneradores que actúen como agentes del MEM y operen plantas térmicas convencionales podrán realizar ofertas de disponibilidad garantizada en el MEM. Conforme a estas ofertas, estas empresas de generación pueden comprometer una capacidad y una producción de energía específicas, en la medida en que dicha capacidad y la energía eléctrica asociada no hubiesen sido comprometidas antes en el marco de los PPA celebrados con arreglo a (i) las Resoluciones N° 1193/05, 1281/06, 220/07, 1836/07 y 200/09 de la ex Secretaría de Energía, (ii) la Resolución N° 21/16 de la Secretaría de Energía Eléctrica y (iii) las Resoluciones N° 136/16 y N° 213/16 del ex Ministerio de Energía y Minería, como también los PPA con sujeción a un régimen de remuneración diferencial creado o autorizado por el ex Ministerio de Energía y Minería. Las ofertas deben ser aceptadas por CAMMESA (quien actúa en representación de los agentes del MEM que demandan energía eléctrica), la cual se constituirá como la parte compradora de la energía en virtud de los compromisos de disponibilidad garantizada. La Resolución SEE

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

N° 19/17 establecía que dichos contratos pueden ser transferidos a empresas de distribución de electricidad y Grandes Usuarios del MEM, una vez que se levante el estado de emergencia del sistema eléctrico en Argentina (declarado por Decreto N° 134/1995, hasta el 31 de diciembre de 2017). Los agentes generadores de propiedad total o mayoritaria del Estado Nacional quedaron excluidos del alcance de la Resolución SEE N° 19/17, así como la parte argentina de las Entidades Binacionales.

El plazo de los compromisos de disponibilidad garantizada en la Resolución SEE Nº 19/17 era de tres años y sus respectivos términos y condiciones generales estaban estipulados en la Resolución SEE N° 19/17.

La remuneración a pagar a la empresa de generación se calculaba en Dólares Estadounidenses, de acuerdo con las fórmulas y los valores previstos en la citada resolución y se compone de (i) un precio por la disponibilidad de capacidad mensual, y (ii) un precio por la energía eléctrica generada y operada.

La Resolución SEE N° 19/17 establecía también que los agentes del MEM que operan centrales hidroeléctricas convencionales, centrales hidroeléctricas de bombeo y centrales eléctricas que utilizan otros recursos energéticos serán remuneradas por la energía producida y la capacidad de sus unidades de generación, de acuerdo con los valores indicados en la aludida resolución, ello en la medida en que dicha energía y capacidad no hubiesen sido comprometidas en virtud de los PPA celebrados con arreglo a las Resoluciones N° 1193/05, 1281/06, 220/07, 1836/07 y 200/09 de la ex Secretaría de Energía, la Resolución N° 21/16 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica, y las Resoluciones N° 136/16 y 213/16 del ex Ministerio de Energía y Minería.

Compras de combustible

Por otra parte, el 11 de noviembre de 2018, la ex Secretaría de Gobierno de Energía emitió la Resolución SGE Nº 70/2018, que reemplaza al Artículo 8 de la Resolución SE 95/2013. Esta nueva resolución permite a los generadores de energía eléctrica, autogeneradores y cogeneradores que actúan en el MEM adquirir su propio combustible. No obstante, los compromisos previos asumidos por generadores con CAMMESA para los contratos de abastecimiento de energía no fueron modificados por esta nueva reglamentación. Si las compañías generadoras optaran por esta opción, CAMMESA valuará y pagará a los generadores sus respectivos costos de combustible de acuerdo con los Costos Variables de Producción (CVP) declarados por cada generador a CAMMESA. De acuerdo con el procedimiento de CAMMESA, las máquinas con menor CVP tienen prioridad en el despacho, y en consecuencia, pueden producir más energía eléctrica. El Organismo Encargado del Despacho (OED) – CAMMESA – seguirá suministrando el combustible a aquellas compañías generadoras que no opten por esta opción.

El 27 de diciembre de 2019, el Ministerio de Desarrollo Productivo emitió la Resolución MDP Nº 12/2019, derogando la Resolución SGE Nº 70/2018 y restableciendo la vigencia del Art. 8 de la Res. SE 95/2013. A partir de enero de 2020, CAMMESA se convirtió nuevamente en el único proveedor de combustible para las compañías generadoras, excepto (i) unidades térmicas que tenían compromisos previos con CAMMESA por contratos de abastecimiento de energía con su propia administración de combustible y (ii) unidades térmicas bajo el marco regulatorio Energía Plus, autorizadas bajo la Resolución SE Nº 1281/05 para suministrar energía a grandes usuarios privados.

Durante 2023, 2022 y 2021, Central Puerto adquirió el combustible necesario (gas natural) para la operación de algunas de sus unidades térmicas, según se muestra a continuación:

	2023		**2022**		**2021**	
Mes	**CTM m3**	**San Lorenzo m3**	**CTM m3**	**San Lorenzo m3**	**CPSA**	**CTM m3**
Ene	14.881.340	5.201.755	15.819.284	5.144.019	18.504.503	-
Feb	13.218.212	4.029.560	16.532.233	4.558.623	16.781.755	-
Mar	13.847.079	6.085.248	18.642.353	7.071.553	18.445.797	-
Abr	12.087.791	6.183.619	17.627.279	7.148.204	17.989.779	-
May	12.286.031	6.215.019	15.372.168	6.369.824	17.437.714	-
Jun	15.856.441	7.371.532	16.704.685	8.010.750	18.243.763	-
Jul	15.951.415	5.275.497	16.013.669	7.829.394	19.058.930	-
Ago	18.852.520	6.491.747	17.412.873	8.755.000	18.786.859	3.800.800
Sep	14.838.468	2.411.319	14.748.176	4.592.574	18.478.034	7.297.078
Oct	14.251.843	178.063	14.056.107	4.396.792	18.972.571	3.312.013
Nov	13.927.745	6.519.998	14.037.683	3.820.000	16.962.509	3.034.497

	2023		2022		2021	
Mes	**CTM m3**	**San Lorenzo m3**	**CTM m3**	**San Lorenzo m3**	**CPSA**	**CTM m3**
Dic	13.673.579	4.980.000	14.463.834	2.480.000	15.961.667	2.060.498
Total	**173.672.464**	**60.943.357**	**191.430.344**	**70.176.733**	**215.623.882**	**19.504.886**

Los precios de la energía vendida conforme al marco regulatorio previsto en la Resolución SE N° 95/13 se fijaban y pagaban en Pesos Argentinos, mientras que los precios en virtud de la Resolución SEE N° 19/17 se fijaban en Dólares Estadounidenses y se pagaban en Pesos Argentinos, al tipo de cambio vigente al día previo a la fecha de vencimiento de cada venta de energía mensual bajo la Resolución SEE Nº 19/17. En ambos casos, los precios no incluían el costo del combustible pues, conforme a las citadas normas, el mismo es suministrado por CAMMESA a las empresas de generación en cuestión, sin cargo.

Los pagos realizados por CAMMESA a las empresas de generación por la venta de energía en el mercado spot durante cada mes vencen a los 42 días del cierre del mes en cuestión. Como consecuencia de las demoras en los pagos de distribuidores debido al congelamiento de tarifas, desde 2012 se vienen registrando demoras en la liquidación total de las operaciones mensuales por parte de CAMMESA, la cual efectúa el pago mensual, en promedio, 80 días - y, en ocasiones, hasta 101 días - después de finalizado el mes en cuestión. No obstante, desde septiembre de 2016 hasta noviembre de 2017, CAMMESA ha pagado sin demoras, y desde entonces, hubo períodos cortos en los que CAMMESA experimentó demoras en el pago.

Resolución 1/19, modificada por la Resolución 31/20 y reglamentos posteriores

Con fecha 1 de marzo de 2019, la ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico dictó la Resolución 1/19. Esta resolución derogó en su totalidad la Resolución N° 19/17, aunque mantuvo un esquema de remuneración fijado en dólares estadounidenses.

A partir del 1º de febrero de 2020, la Resolución SE Nº 31/20 modificó el esquema de remuneración de la generación de energía eléctrica en el mercado spot. Los principales cambios fueron:

- Los precios se fijaron en pesos argentinos.

- El precio de la energía variable inicial si bien está denominada en pesos argentinos permaneció casi sin cambios. El tipo de cambio aplicable entre el nuevo precio en pesos argentinos y el precio anterior en dólares estadounidenses era de Ps. 60 por cada US$ 1, similar al tipo de cambio promedio durante enero de 2020, de Ps. 60,01 por cada US$ 1.

- El precio de la potencia inicial para energía de unidades térmicas se redujo aproximadamente un 16% y se fijó en pesos argentinos.

- Las unidades de generación con un Factor de Utilización inferior al 30% en los últimos doce meses reciben el 60% del precio, comparado con hasta el 70% anterior. Asimismo, si el Factor de Utilización se encuentra entre el umbral del 30-70%, las unidades de generación reciben una proporción lineal de entre el 60 y el 100% del precio de la potencia, y si el Factor de Utilización es del 70% o más, las unidades de generación reciben el 100% del precio.

- El precio de la potencial fija inicial para las hidroeléctricas se redujo aproximadamente un 45% y se fijó en pesos argentinos.

- Se estableció un nuevo régimen de remuneración para generación en horas de demanda pico con el fin de mitigar parcialmente el precio de la potencia fijo, considerando los equipos con los que cuenta la compañía generadora.

- Desde febrero de 2021, los precios de retribución descritos anteriormente, fueron actualizados en aproximadamente un 29,00% por la Resolución 440/21. Esta nueva resolución también introdujo otros cambios relativos a los ingresos de generación.

- Desde febrero de 2022, la remuneración tuvo otra actualización, por medio de la Resolución Nº 238/22, con un aumento del 30,00% desde febrero y un aumento adicional del 10,00% desde junio de 2022.

- En diciembre de 2022, la Resolución 826/22 ajustó las remuneraciones de las Ventas al Contado, estableciendo un aumento retroactivo del 20,00% a partir de septiembre de 2022 y aumentos adicionales del 10,00%, 25,00% y 28,00% a partir de diciembre de 2022, febrero de 2023 y agosto de 2023, respectivamente, al tiempo que introdujo cambios en la metodología.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

En febrero de 2023, mediante Resolución N° 59/2023 la Secretaría de Energía autorizó a los generadores con unidades de ciclo combinado a adherirse a un acuerdo destinado a incentivar inversiones para actividades de mantenimiento mayor y menor de estas instalaciones (el "Acuerdo sobre Disponibilidad de Energía y Mejora de la Eficiencia"). A través del Acuerdo sobre Disponibilidad de Energía y Mejora de la Eficiencia, los generadores adheridos se comprometen a alcanzar al menos un 85,00% de disponibilidad de energía promedio mensual a cambio de un nuevo precio de energía y generación tanto en dólares estadounidenses como en pesos argentinos.

En el caso de la potencia, el precio se fijó en 2.000 USD/MW-mes más (i) el 85,00% de la remuneración de la potencia establecida en la resolución vigente para el régimen de Energía Base (al presente, la Resolución N° 9/24) en pesos argentinos (durante primavera y otoño) o (ii) 65,00% de la remuneración de la potencia establecida en la resolución vigente para el régimen de Energía Base (al presente, la Resolución N° 9/24) en pesos argentinos (durante verano e invierno). En el caso de la energía, el precio se fijó en 3,5 USD/MWh para las unidades que utilizan gas y en 6,1 USD/MWh para las unidades que utilizan combustibles alternativos (es decir, diésel).

El 25 de abril de 2023, CAMMESA aceptó la suscripción de un acuerdo presentado por nosotros para todas nuestras unidades de ciclo combinado, excepto para la unidad Buenos Aires perteneciente a CECO. Por lo tanto, a partir de las operaciones de marzo de 2023 se produjo un incremento en la remuneración de dichas unidades por sus ventas al mercado spot, tal como se describe en el párrafo anterior.dEn el caso del ciclo combinado Buenos Aires, CAMMESA aceptó la suscripción de un acuerdo el 28 de julio de 2023 (efectivo a partir de las transacciones de julio), una vez que había solicitado exitosamente a la Secretaría de Energía que instruyera a CAMMESA lo siguiente respecto de la mencionada unidad térmica: a) la conversión a monocombustible, es decir, la operación sólo con gas natural, eliminando la posibilidad de utilizar gas oil, y b) la adecuación de la potencia instalada en función de la posibilidad técnica real de producción eléctrica del ciclo combinado. Durante el mes de octubre de 2023 concluyeron las tareas de mantenimiento correctivo de esta unidad, por lo que los incrementos en la retribución de la misma se aplicaron a partir de las operaciones de octubre de 2023. En septiembre de 2023, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 750/23, que actualizó el esquema retributivo establecido por la Resolución 826/22 a partir de septiembre de 2023 en un 23%. A su vez, la Resolución N° 750/23 fue posteriormente modificada mediante la Resolución N° 869/23, emitida en octubre de 2023 y aplicable a partir de noviembre de ese mismo año, aumentando los precios en un 28%. Finalmente, en febrero de 2024, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 9/2024, modificando la Resolución 869/23 y estableciendo un esquema remunerativo aplicable a partir de febrero de 2024 incluyendo un aumento del 74%.

Para más información, véase *"Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de remuneración—El régimen de remuneración actual para Generadores (Ventas Spot)"*.

En resumen, durante los últimos años las ventas de Energía Base han estado reguladas por las siguientes resoluciones:

- Res. 19/17: desde Febrero de 2017 a Febrero de 2019;
- Res. 1/19: desde Marzo de 2019 a Enero de 2020;
- Res. 31/2020: desde Febrero de 2020 a Enero de 2021;
- Res. 440/21: desde Febrero de 2021 a Enero de 2022 (incluido);
- Res. 238/22: desde Febrero de 2022 a Agosto de 2022;
- Res. 826/22: publicada en Diciembre de 2022, ajustó precios de energía y potencia en un 20,00% en forma retroactiva a Septiembre de 2022 y fijó futuros aumentos del 10,00%, 25.00% and 28,00% para Diciembre de 2022, Febrero de 2023 y Agosto de 2023, respectivamente;
- Res. 59/23: publicada en Febrero de 2023. Esta resolución dolariza en forma parcial la remuneración de los ciclos combinados. Continúa estando vigente.
- Res. 750/23: desde Septiembre a Octubre de 2023. Aumentó precios de energía y potencia en un 23,00% contra la Res. 826/22;
- Res. 869/23: desde Noviembre de 2023 a Enero de 2024. Aumentó precios de energía y potencia en un 28,00% contra la Res.750/23; y
- Res. 9/24: vigente desde Febrero de 2024. Aumentó precios de energía y potencia en un 74% contra la Res. 869/23.

Ventas por Contratos, Ventas de Vapor y Otras Ventas

Ventas bajo contratos

La emisora posee ventas bajo contrato, incluyendo (i) ventas bajo contrato en el mercado a término, (ii) ventas bajo contrato en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), (iii) ventas bajo contrato de Energía Plus; y (iv) ventas de energía bajo el

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Programa RenovAr. Las ventas en el mercado bajo contrato en el mercado a término y las ventas bajo contrato de Energía Plus incluyen ventas de potencia y energía de fuentes convencionales bajo acuerdos firmados tanto con empresas privadas como con agencias gubernamentales. Las ventas bajo el esquema MATER y las ventas de energía bajo el Programa RenovAr incluyen ventas de electricidad generada exclusivamente a partir de fuentes no convencionales bajo contratos negociados con contrapartes del sector privado y público, respectivamente. La Castellana II, Manque, Los Olivos y La Genoveva II tienen PPA bajo el marco MATER y La Castellana I, Achiras, La Genoveva I y Guañizuil II A tienen PPA bajo el Programa RenovAr.

Suministro de vapor a YPF - Planta Luján de Cuyo

El 15 de diciembre de 2017, la Emisora suscribió un nuevo contrato de abastecimiento de vapor con YPF por un plazo de 15 años. Se instalaron nuevas unidades de cogeneración para abastecer a la refinería de YPF en Luján de Cuyo de 125 tn/h de vapor. La habilitación comercial se produjo el 5 de octubre de 2019. Este contrato está denominado y se factura en Dólares Estadounidenses.

Abastecimiento de vapor a T6 Industrial S.A.— San Lorenzo

El 27 de diciembre de 2017, la Emisora celebró un contrato para el abastecimiento de vapor a 15 años con T6 Industrial S.A. para la nueva unidad de cogeneración en la central San Lorenzo de la Emisora. La nueva unidad de cogeneración puede abastecer hasta 370 tn/h de vapor a T6 Industrial. La habilitación comercial se produjo el 31 de octubre de 2021.

Reventa de capacidad de transporte de gas natural

El contrato entre la Emisora y TGS para la capacidad de transporte de gas natural continuó vigente con posterioridad a la Venta de la Planta La Plata en 2018. En virtud de los términos del contrato de la Emisora con YPF EE, la Emisora revende la capacidad de transporte de gas natural a YPF EE mediante el sistema de reventa previsto por la Resolución ENARGAS 419/97. La reventa conforme a dicho sistema está abierta a terceros y por ende, no garantiza que YPF EE recibirá la capacidad de transporte de gas necesaria para operar la planta La Plata. En consecuencia, el 25 de enero de 2018, la Emisora solicitó estar inscripta en el ex Ministerio de Energía y en ENARGAS como comercializadora de gas natural para permitir la reventa de su capacidad de transporte de gas a YPF EE sin el riesgo de intervención de terceros. El 20 de julio de 2018, la Emisora fue efectivamente inscripta como comercializadora de gas natural.

Ventas forestales

Como resultado de las adquisiciones llevadas adelante en el sector forestal, en diciembre de 2022 y mayo de 2023, la Emisora posee otra fuente de ingresos proporcionada por cinco filiales: Forestal Argentina S.A., Loma Alta Forestal S.A., EVASA, Estancia Celina S.A. y Las Misiones S.A. El año 2023 es el primero con ventas forestales, dado que el 27 de diciembre de 2022 se adquirieron Forestal Argentina S.A. y Loma Alta Forestal S.A. y EVASA, Estancia Celina S.A. y Las Misiones S.A. se han adquirido el 3 de mayo de 2023.

Oferta y demanda de electricidad

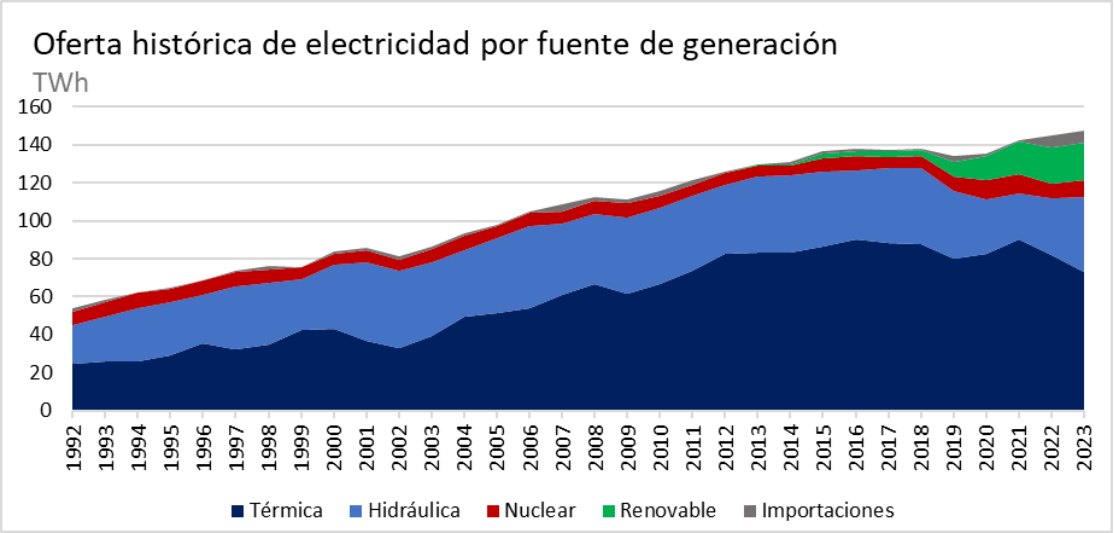
La demanda de electricidad depende, en gran medida, de las condiciones económicas y políticas imperantes en un momento dado en Argentina y de factores estacionales. En general, la demanda de electricidad varía dependiendo de la evolución de la economía argentina, ya que las empresas y las personas generalmente 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 impuestos y las tarifas por el suministro de energía.

Con posterioridad a la crisis económica de 2001-2002, la demanda de electricidad en Argentina creció uniformemente cada año impulsada por la recuperación económica y el congelamiento de tarifas. Durante 2014, la demanda de electricidad subió un 0,98% en comparación con 2013, de 125.239 GWh a 126.467 GWh. Durante 2015, la demanda de electricidad subió un 4,45% en comparación con 2014, de 126.467 Gwh a 132.110 GWh, mientras que en 2016, la demanda de electricidad subió un 0,65% a 132.970 GWh. El 8 de febrero de 2018 se registró una nueva carga de capacidad récord de 26.320 MW que fue un 3,7% superior al pico de 2016. El 29 de enero de 2019 se registró un nuevo récord de demanda de energía para un día hábil de 544,4 GWh.

La generación de electricidad aumentó un 1,91% en 2023, de 138.747 GWh en 2022 a 141.398 GWh en 2023.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

El siguiente gráfico ilustra el suministro de electricidad en Argentina por fuente, lo que incluye generación nacional a partir de fuentes hidroeléctricas, térmicas, nucleares y renovables, como también electricidad importada de países vecinos (neto de exportaciones).



Fuente: CAMMESA.

El siguiente cuadro muestra la demanda de energía correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023:

Demanda por región para el ejercicio 2023	Demanda total de energía (1)	Generación de las plantas de Central Puerto (2)(3)																							
		Complejo Puerto + Costanera		Planta Luján de Cuyo		Planta Brigadier López		Planta San Lorenzo		Planta Piedra del Águila		La Castellana		La Castellana II		Achiras		Los Olivos		Manque		La Genoveva I		La Genoveva II		Guañizuil II	
		MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Gran Buenos Aires	52.961.427	8,737,596	16.5%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-		
Litoral	16.933.249	-	-	-	-	66,764	0.4%	2,037,373	12.0%	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-		
Provincia de Buenos Aires	17.115.264	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	398,035	2.3%	69,801	0.4%	-	-	-		-	-	377,597	2.2%	176,808	1.0%		
Centro	8.421.646	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	187,612	2.2%	99,567	1.2%	237,830	2.8%	-	-	-	-		
Noroeste	10.479.879	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-		-		-	-	-	-	-	-		
Noreste	5.141.415	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	73,370	0.7%
Cuyo	11.797.806	-	-	3,137,756	26.6%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-		
Patagonia	12.486.373	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-		
Comahue	5.545.962	-	-	-	-	-	-	-	-	5,173,586	93.3%	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-		

(1) Datos de demanda correspondientes a 2023.
(2) Datos de generación correspondientes a 2023.
(3) Generación de las plantas Central Puerto.

Durante 2023, la generación térmica continuó siendo la principal fuente de suministro eléctrico para Argentina, aportando 73.018 GWh (52,00%), seguida de la generación hidroeléctrica neta de bombeo, que aportó 39.332 GWh (28,00%), la generación renovable, que aportó 20.085 GWh (14,00%) y la generación nuclear, que aportó 8.963 GWh (6,00%). También hubo importaciones para cubrir la demanda interna, por valor de 6.241 GWh (4,23% del total de energía suministrada, un 1,10% menos que en 2022) procedentes de Uruguay, Paraguay y Brasil. La generación hidroeléctrica en 2023 registró un aumento del 30,00% en comparación con 2022, debido principalmente a un aumento de los niveles de agua, mientras que la generación térmica registró una disminución del 11,00% debido principalmente a un menor despacho relacionado con el aumento del despacho hidroeléctrico. La generación nuclear registró un aumento del 20,00% en comparación con 2022, impulsada por la puesta en marcha de la central Atucha II desde agosto de 2023 y la mayor generación de la central Embalse en comparación con 2022. En este sentido, la generación térmica continuó siendo la principal fuente de abastecimiento de energía eléctrica, alimentada tanto por gas natural como por combustibles líquidos (gasoil y fuel oil) y carbón mineral, principalmente durante los meses de invierno. Por último, la generación con energías renovables aumentó un 4,00% respecto a 2022, debido principalmente a la implantación de nuevos parques eólicos y solares.

Durante 2023, las instalaciones de generación aumentaron su capacidad total instalada de 42.927 MW en 2022 a 43.773 MW. Este aumento se debió principalmente a un incremento de 280 MW en parques solares, 396 MW en centrales eólicas y 735 MW en ciclos combinados. No hubo nuevos proyectos hidroeléctricos ni nucleares en 2023. En cuanto a las fuentes renovables, la capacidad del sistema se incrementó en 685 MW, donde 396 MW corresponden a nuevos parques eólicos, 280 MW a proyectos solares fotovoltaicos, 6 MW a biogás y 3 MW de biomasa.

El Estado de Emergencia del Sector Eléctrico Argentino

El sector eléctrico se ha visto significativamente afectado por la Ley de Emergencia Pública y las medidas adoptadas como consecuencia de la misma. La emergencia ha sido posteriormente declarada mediante (i) el Decreto No. 134/2015, (ii) la Ley de Solidaridad y (iii) recientemente, el Decreto No. 55/2023 que estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2024.

Para mayor información véase el apartado "Información sobre la Emisora – Emergencia del Sector Eléctrico" del presente Prospecto.

Licitación para unidades de generación térmica

La Secretaría de Energía Eléctrica, por Resolución SEE N° 21/16, llamó a licitación para instalar nuevas unidades de generación térmica, las cuales entrarían en funcionamiento entre el verano de 2016/2017 (algunas de las cuales ya se encuentran en funcionamiento) y el verano de 2017/2018. Las empresas de generación que resultaron adjudicatarias celebraron un PPA con CAMMESA denominado en Dólares Estadounidenses y la capacidad de estas unidades será remunerada al precio indicado en la oferta y conforme a los términos de la Resolución SEE N° 21/16.

El gobierno argentino, por Resolución SEE N° 287-E/17, llamó a licitación para el suministro de energía eléctrica a ser generada a través de unidades existentes. la conversión de unidades de ciclo combinado abierto en unidades de ciclo combinado cerrado, o la instalación de unidades de cogeneración. Los principales objetivos de este proceso eran (i) incrementar el suministro de energía eléctrica generada mediante unidades de generación térmica, y (ii) consolidar la fiabilidad del sistema eléctrico argentino con unidades de generación eficientes que posean su propio suministro de combustible permanente y garantizado, reduciendo en consecuencia la necesidad de transporte eléctrico y los costos del gobierno argentino y el MEM.

Licitación para nuevas unidades de generación de energía renovable

El 22 de marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica llamó a licitación para la instalación de 1.000 MW de nuevas unidades de energía renovable ("Programa RenovAR"). Esta convocatoria se enmarca en la Ley N° 27.191 y en el Decreto 531/16, que impulsó el incremento de generación de energía eléctrica de estas fuentes estableciendo entre otras cosas, importantes beneficios fiscales. Véase *"Información sobre la Emisora- El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—RenovAr (Ronda 1. Ronda 1.5 y Ronda 2): Licitación de proyectos para generación de energía renovable"*.

Durante el 2015, la generación eléctrica proveniente de fuentes renovables fue de un 0,40% del suministro total de energía en la Argentina. Según el art. 2 de la ley citada, el objetivo de la normativa es que el país alcance una contribución de las fuentes de energía renovables de, al menos, el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional. al 31 de diciembre de 2017. El objetivo de la segunda etapa del "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica" consiste en lograr una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el doce por ciento (12%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2019, el dieciséis por ciento (16%) al 31 de diciembre de 2021, el dieciocho por ciento (18%) al 31 de diciembre de 2023 y llegar al veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025 según lo establecido en la Ley 27.191.

Esto supone una oportunidad de crecimiento importante en el campo de las energías limpias y renovables. especialmente. considerando que los Grandes Usuarios se verán obligados a comprar energía de fuentes renovables en los porcentajes mencionados, bajo apercibimiento de multas en caso de incumplimiento.

El Ministerio de Energía y Minería, por Resolución N° 136/16 publicada en el Boletín Oficial el 26 de julio de 2016, abrió el proceso de convocatoria abierta para presentar ofertas para la Ronda 1 del Programa RenovAr. El 7 de octubre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería finalizó el proceso licitatorio para la instalación de nuevas unidades de energía renovable y, por medio de la Resolución N° 136/16, le adjudicó 1.108.65 MW de potencia a un precio promedio de US$ 59,58, los que incluyen 1 proyecto de biomasa, 12 proyectos de energía eólica y 4 proyectos de energía solar. De los proyectos mencionados arriba, la Emisora resultó adjudicataria de un proyecto de energía eólica de 99 MW a un precio de US$ 61,50 por MWh, tal como se explica en más detalle en la sección "Propuesta de ampliación de la capacidad de generación de la Emisora".

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

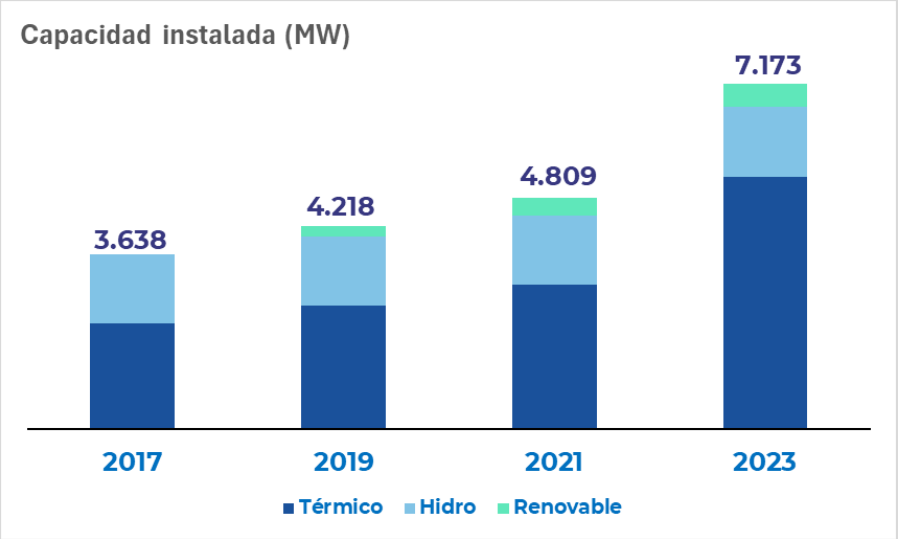
El 31 de octubre de 2016, el Ministerio de Minería y Energía, por Resolución N° 252/16, lanzó la Ronda 1.5 del Programa RenovAR, a modo de continuación de la Ronda 1. El 25 de noviembre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería finalizó el proceso licitatorio para la instalación de nuevas unidades de energía renovable y, por medio de la Resolución N° 281/16, adjudicó 1.281.5 MW de potencia a un precio promedio de US$ 53,98 por MWh. Los que incluyen 10 proyectos de energía eólica y 20 proyectos de energía solar. De los proyectos mencionados arriba, la Emisora resultó adjudicataria de un proyecto de energía eólica de 48 MW a un precio de US$ 59,38 por MWh. tal como se explica en más detalle en la sección "*Propuesta de ampliación de la capacidad de generación de la Emisora*".

Finalizadas las Rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAR, el Ministerio de Energía y Minería, por Resolución N° 275/17, lanzó la Ronda 2 del programa el 17 de agosto de 2017, y adjudicó 2.043 MW de capacidad de generación de energía renovable.

La Emisora presentó ofertas para la Ronda 2 del programa RenovAR y el 19 de octubre de 2017 y el 29 de noviembre de 2017, se le adjudicó un proyecto de energía eólica denominado "La Genoveva I", que le permitieron sumar una capacidad adicional de 86.6 MW a la cartera de la Emisora y seguir aumentando su presencia en el sector de energías renovables.

Propuesta de ampliación de la capacidad de generación de la Emisora

El siguiente cuadro muestra la evolución de la capacidad de generación de la Emisora desde 2017:



Fuente: Central Puerto

Al 31 de diciembre de 2023. la Emisora tenía una capacidad instalada total de 7.173 MW. La capacidad instalada pasó de 4.809 MW a 7.173 MW gracias a la adquisición de Central Costanera y de la central solar Guañizuil II A.

En la actualidad, si bien la capacidad se considera suficiente para satisfacer la demanda, Argentina necesita incorporar nueva capacidad de generación eficiente, tanto de fuentes convencionales como de fuentes renovables con el fin de reemplazar viejas unidades ineficientes.

En los últimos años, la Emisora adquirió 130 hectáreas de terreno en el norte de la Provincia de Buenos Aires, en una ubicación conveniente para la entrega de combustible y la futura potencial conexión a las líneas de transmisión de energía eléctrica. Sin embargo, no se puede predecir si el Gobierno Argentino abrirá nuevas subastas de nueva capacidad o cuándo lo podría hacer, y debido a la competencia entre las empresas generadoras en estos procesos de subasta, no podemos predecir si la Emisora resultará adjudicada en los proyectos y si podrá utilizar los activos según lo previsto.

Actualmente también estamos explorando varias otras opciones para diversificar nuestros activos de generación para incluir fuentes de generación de energía sostenibles, incluidas las siguientes:

- Participamos exitosamente en la subasta de CAMMESA por 10 MW de prioridad de despacho para nuestro Proyecto Parque Solar San Carlos en el marco del MATER. ubicado en San Carlos. Provincia de Salta.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

- A la fecha de este informe, las obras para el cierre del ciclo combinado de la Central Brigadier López han comenzado en febrero de 2024, formalizándose el acuerdo con el constructor, SACDE. En virtud de dicho acuerdo, se definieron todas las obras y servicios necesarios para completar el cierre del ciclo, habiéndose entregado el "notice to proceed" el 26 de febrero de 2024. Se prevé que las obras concluyan a lo largo de 2025. Se prevé que la central, que cuenta con una turbina de gas Siemens SGT5-4000 F de doble combustible y una potencia nominal total de 292 MW, aumente su capacidad en 140 MW gracias al cierre del ciclo. Esto significa que la potencia total alcanzará los 432 MW.

- El 17 de febrero de 2023, Proener adquirió de Enel Argentina el 75.68% del capital social y derecho a voto de Central Costanera. A la fecha del presente Prospecto, Central Costanera está compuesta por seis unidades turbo-vapor, con una capacidad instalada de 1.131 MW, y dos unidades de ciclo combinado de 277 MW y 851 MW. El 22 de febrero de 2024 se publicó en el Boletín oficial de la República Argentina, la solicitud presentada por Central Costanera para la desvinculación de las unidades de generación de vapor COSTTV04 y COSTTV06, por una potencia instalada total de 120 MW y 350 MW, respectivamente.

- El 18 de octubre de 2023, nuestra filial, Proener, adquirió el 100% del capital social y los votos de Cordillera Solar y Scatec Equinor Solutions Argentina S.A. (actualmente, CP Servicios Renovables S.A.), propietaria y operadora, respectivamente, de una planta fotovoltaica ubicada en la Provincia de San Juan.

La Emisora considera estar bien posicionada para identificar y ejecutar nuevas oportunidades de crecimiento. Sin embargo. no puede asegurar que el Gobierno Argentino abrirá nuevos procesos de subasta o que sus ofertas serán exitosas o que podrá celebrar nuevos PPA en el futuro.

Presentación de Estados Financieros en Pesos

Políticas contables significativas

Esta reseña operativa y financiera de la Emisora se basa en los estados financieros consolidados auditados de esta última. los cuales han sido preparados de conformidad con las NIIF. Al preparar dichos estados financieros consolidados auditados. la Emisora debe efectuar estimaciones y juicios que afectan los saldos registrados de activos y pasivos y los saldos registrados de ingresos y gastos y la información expuesta relacionada con pasivos contingentes.

Las políticas contables significativas son aquellas que reflejan juicios. estimaciones o incertidumbres materiales y que pueden conducir a resultados sustancialmente diferentes bajo distintos supuestos y condiciones. Las estimaciones de la Emisora se basan en su experiencia histórica y en otros supuestos que considera razonables a la luz de las circunstancias. cuyos resultados constituyen la base para formarse un juicio sobre los valores contables de activos y pasivos que no surgen de manera evidente de otras fuentes. Sin embargo. las circunstancias y los supuestos acerca de futuros acontecimientos pueden variar debido a cambios en el mercado o circunstancias ajenas al control de la Emisora. Tales cambios se reflejan en los supuestos a medida que ocurren. Por consiguiente. los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones bajo distintos supuestos o condiciones. Dichos supuestos se revisan al cierre de cada período sobre el que se informa.

A continuación. se describen las políticas contables que la Emisora considera más significativas debido a que conllevan un nivel significativo de juicio y/o estimaciones y sus respectivos métodos de aplicación. Para más información sobre las políticas contables y los métodos utilizados en la preparación de los estados financieros consolidados auditados. véase la Nota 2.3 a los estados financieros consolidados auditados al 31 de diciembre de 2023.

Combinación de negocios

Las combinaciones de negocios se contabilizan utilizando el método de adquisición cuando el Grupo toma el control efectivo de la empresa adquirida. El Grupo reconocerá en sus estados financieros los activos identificables adquiridos, los pasivos asumidos, cualquier participación no controlante y, en su caso, el fondo de comercio de conformidad con la NIIF 3.

El costo de adquisición se calcula como la suma de la contraprestación transferida, valorada a su valor razonable en esa fecha, y el importe de cualquier participación no controlante en la adquirida. El Grupo valorará la participación no controlante en la adquirida por su valor razonable o por la participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida.

Si la combinación de negocios se realiza por etapas, el Grupo valorará de nuevo su participación anterior al valor razonable en la fecha de adquisición y reconocerá ingresos o pérdidas en el estado de resultados integrales consolidado.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

El valor llave se valora al costo, como exceso de la contraprestación transferida en relación con los activos identificables adquiridos y los pasivos netos asumidos del Grupo. Si esta contraprestación es inferior al valor razonable de los activos identificables y de los pasivos asumidos, la diferencia se reconoce en la cuenta de resultados consolidada. Si el valor razonable de los activos netos adquiridos es superior a la contrapartida pagada, el Grupo reevalúa si ha identificado correctamente todos los activos adquiridos y todos los pasivos asumidos y revisa los procedimientos utilizados para valorar los importes que deben reconocerse en la fecha de adquisición. Si la reevaluación sigue arrojando un exceso del valor razonable de los activos netos adquiridos con respecto a la contrapartida pagada, entonces la ganancia se reconoce en el estado de resultado integrales consolidado.

Como se describe en la Nota 18.5, el 17 de febrero de 2023 la Compañía adquirió la sociedad Central Costanera S.A. El valor razonable de los activos y pasivos identificables transferidos a la fecha de la adquisición, el cual fue determinado de acuerdo a la NIIF 3, es el siguiente:

	ARS 000
Activos	
Propiedad,. Planta y Equipo	80.546.470
Otros activos no financieros	2.156.269
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	25.171.582
Otros activos financieros	1.173.060
Efectivo y colocaciones a corto plazo	6.736.561
Pasivos	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(5.359.654)
Deudas y préstamos que devengan interés	(22.077.936)
Otros pasivos no financieros	(3.779.158)
Pasivo por compensaciones y beneficios a empleados	(3.743.777)
Provisiones	(1.288.155)
Pasivo por impuesto diferido	(809.380)
Total activos netos medidos a valor razonable	**78.725.882**

Por otra parte, el Grupo decidió valorar la participación no controlante en la empresa adquirida en función de su participación proporcional en los activos netos identificables de la empresa adquirida.

La combinación de negocios se contabilizó utilizando el "método de adquisición" establecido en la NIIF 3. Como resultado de la aplicación de dicho método, la Sociedad considera que la contraprestación transferida por importe de 25.495 millones de pesos más el valor de la participación no controlante en la sociedad adquirida de 19.146 millones de pesos es inferior al valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición. La Sociedad ha reevaluado si ha identificado correctamente todos los activos adquiridos y todos los pasivos asumidos y ha revisado los procedimientos utilizados para valorar los importes que deben reconocerse en la fecha de adquisición. Tras la reevaluación, el valor razonable de los activos netos adquiridos seguía siendo superior a la suma de la contraprestación pagada y el valor de la participación no controlante.

Por lo tanto, la Compañía reconoció una ganancia por compra en condiciones ventajosas por un importe de 34.085 millones de pesos en el estado de resultados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

La Sociedad realizó la asignación del precio y la valuación a valor razonable de los activos identificables y los pasivos asumidos con la asistencia de servicios de valuación realizados por un especialista independiente. Los ingresos y las pérdidas antes de impuestos devengados después de la fecha de adquisición ascendieron a 37.039 millones de pesos y 16.507 millones de pesos, respectivamente, y se incluyeron en el estado de resultados del ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023.

Si la combinación de negocios se hubiera realizado al inicio del ejercicio, los ingresos y las pérdidas antes de impuestos correspondientes al periodo que comenzó el 1 de enero de 2023 y finalizó el 31 de diciembre de 2023 habrían ascendido a 46.648 millones de pesos y 1.315 millones de pesos, respectivamente.

Como se describe en la Nota 18.6 de nuestros Estados Financieros Consolidados, el 3 de mayo de 2023, la Sociedad adquirió las sociedades Empresas Verdes Argentina S.A., Las Misiones S.A. y Estancia Celina S.A. El valor razonable de los activos y pasivos identificables transferidos a la fecha de la adquisición, que se determinó de conformidad con la NIIF 3, es el siguiente:

	ARS 000
Activos	
Propiedad,. Planta y Equipo	21.083.378
Activos biológicos	39.820.532
Otros activos no financieros	340.028
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	81.516
Otros activos financieros	314.165
Efectivo y colocaciones a corto plazo	60.310
Pasivos	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(56.897)
Otros pasivos no financieros	(190.277)
Pasivo por compensaciones y beneficios a empleados	(149.632)
Pasivo por impuesto diferido	(6.901.257)
Total activos netos medidos a valor razonable	**54.401.866**

La combinación de negocios se contabilizó utilizando el "método de adquisición" establecido en la NIIF 3. Como resultado de la aplicación de dicho método, la Sociedad considera que la contraprestación transferida por importe de 15.841 millones de pesos es inferior al valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición.

La Sociedad ha reevaluado si ha identificado correctamente todos los activos adquiridos y todos los pasivos asumidos y ha revisado los procedimientos utilizados para valorar los importes que deben reconocerse en la fecha de adquisición.

Tras la reevaluación, el valor razonable de los activos netos adquiridos seguía siendo superior a la contraprestación pagada. Por tanto, la Sociedad reconoció una ganancia por compra en condiciones muy ventajosas por importe de 38.561 millones de pesos en el estado de resultados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

La Sociedad ha realizado la alocación del precio y la valuación a valor razonable de los activos identificables y los pasivos asumidos contando para ello con la asistencia de servicios de valuación realizados por un especialista independiente. El valor razonable de los activos biológicos correspondientes a plantaciones maduras ha sido determinado a partir de las cotizaciones existentes en el mercado activo en el que operan, mientras que el valor razonable de los activos biológicos correspondientes a plantaciones jóvenes ha sido determinado a partir de flujos de fondos descontados.

Los ingresos y el resultado antes de impuestos después de la fecha de adquisición ascendieron a 2.542 millones de pesos y 9.647 millones de pesos, respectivamente, y se incluyeron en el estado de resultados del ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2023.

La Sociedad no dispone de la información necesaria para revelar las cifras anteriores como si la adquisición hubiera tenido lugar al inicio del presente ejercicio fiscal.

Como se describe en la Nota 18.6 de nuestros Estados Financieros Consolidados, el 27 de diciembre de 2022, la Sociedad adquirió las sociedades Forestal Argentina S.A. y Loma Alta Forestal S.A. La combinación de negocios se contabilizó utilizando el "método de adquisición" establecido en la NIIF 3. Como resultado de la aplicación de dicho método, la Sociedad consideró que la contraprestación transferida era inferior al valor razonable de los activos adquiridos, y pasivos asumidos a la fecha de adquisición. Como resultado de la aplicación de dicho método, la Sociedad consideró que la contraprestación transferida era inferior al valor razonable de los activos adquiridos, y pasivos asumidos a la fecha de adquisición. Por lo tanto, la Compañía reconoció una ganancia por compra en condiciones muy ventajosas por un importe de 37.911 millones de pesos en el estado de resultados consolidado del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2022. Durante 2023, la Compañía revisó la asignación preliminar del precio y la valuación a valor razonable de los activos identificables y pasivos asumidos en 2022, y no se identificaron modificaciones.

Desvalorización de Propiedades, Planta y Equipo y Activos Intangibles

A cada fecha de cierre del período sobre el que se informa, el Grupo evalúa si existe algún indicio de que un componente individual o grupo de propiedades, planta y equipos y/o de activos intangibles con vidas útiles finitas pudiera estar deteriorado en su valor. Si existe tal indicio, y la prueba anual de deterioro del valor para un activo es entonces requerida, el Grupo estima el importe recuperable de ese activo. El importe recuperable de un activo es el mayor importe entre el valor razonable menos los costos de venta de ese activo y su valor en uso. Ese importe recuperable se determina para un activo individual, salvo que el activo individual no genere

flujos de efectivo que sean sustancialmente independientes de los de otros activos o grupos de activos, en cuyo caso se toman los flujos de efectivo del grupo de activos que conforman la unidad generadora de efectivo a la cual pertenecen.

Cuando el importe en libros de un activo individual, o de una unidad generadora de efectivo ("UGE") excede su importe recuperable, el activo individual, o en su caso la unidad generadora de efectivo se considera deteriorado y su valor se reduce a su importe recuperable.

Al evaluar el valor en uso de un activo individual, o de una unidad generadora de efectivo, los flujos de efectivo estimados se descuentan a su valor presente mediante una tasa de descuento antes de impuestos que refleja las evaluaciones corrientes del mercado sobre el valor temporal del dinero y los riesgos específicos de ese activo individual o en su caso de la unidad generadora de efectivo.

Para la determinación del valor razonable menos los costos de venta se toman en cuenta transacciones recientes del mercado, si las hubiera. Si no pueden identificarse este tipo de transacciones, se utiliza un modelo de valoración que resulte apropiado. Estos cálculos se verifican, de existir, contra múltiplos de valorización, valores de cotización de activos similares en mercados activos y otros indicadores disponibles del valor razonable.

El Grupo basa su cálculo del deterioro del valor en presupuestos detallados y cálculos de proyecciones que se confeccionan por separado para cada una de las unidades generadoras de efectivo a las cuales se les asignan los activos individuales. Por lo general, los presupuestos detallados y cálculos de proyecciones cubren un período de cinco años. Para los períodos de mayor extensión, se evalúa el uso de una tasa de crecimiento a largo plazo y, en caso de corresponder, se la aplica a los flujos de efectivo futuros de las proyecciones a partir del quinto año.

Las pérdidas por deterioro del valor correspondientes a las operaciones continuadas se reconocen en una línea específica del estado de resultados.

Asimismo, para los activos en los que se hubiera registrado una pérdida por deterioro de valor, a cada fecha de cierre del período sobre el que se informa, se efectúa una evaluación sobre si existe algún indicio de que las pérdidas por deterioro del valor reconocidas previamente ya no existen o hayan disminuido.

Si existiese tal indicio, el Grupo efectúa una estimación del importe recuperable del activo individual o de la unidad generadora de efectivo, según corresponda.

Una pérdida por deterioro del valor reconocida previamente solamente se revierte si hubo un cambio en los supuestos utilizados para determinar el importe recuperable del activo individual o de la unidad generadora de efectivo, desde la última vez en que se reconoció una pérdida por deterioro del valor de ese activo o unidad generadora de efectivo. La reversión se limita de manera tal que el importe en libros del activo o unidad generadora de efectivo no exceda su monto recuperable, ni exceda el importe en libros que se hubiera determinado, neto de la depreciación o amortización correspondiente, si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro del valor para ese activo o unidad generadora de efectivo en períodos anteriores. Tal reversión se reconoce en el estado de resultados en la misma línea en la que se reconoció previamente el respectivo cargo por deterioro del valor, salvo que el activo se contabilice por su valor revaluado, en cuyo caso la reversión se trata de manera similar a un incremento de revaluación.

El Grupo ha identificado indicios de potencial desvalorización de sus propiedades, planta y equipos y/o de activos intangibles con vidas útiles finitas debido a la incertidumbre sobre la evolución de las tarifas en pesos por ventas al mercado spot en relación con la evolución de los aumentos de costos producto de la inflación.

Sin embargo, el Grupo también ha identificado como indicio de potencial reversión de las desvalorizaciones registradas al inicio del ejercicio a la evolución del tipo de cambio respecto de la evolución de los índices de inflación.

A los efectos de medir la recuperabilidad de sus propiedades planta y equipos y activos intangibles con vidas útiles finitas y con indicios de deterioro en su valor el Grupo ha utilizado el valor de uso, excepto para el grupo generador clasificado dentro del rubro "Turbinas" para el cual ha utilizado el valor razonable menos los costos de venta. Como resultado del análisis realizado, el Grupo ha concluido que el valor de libros de sus propiedades, planta y equipos son recuperables con excepción de los activos que conforman la unidad generadora de efectivo correspondiente a la central termoeléctrica Brigadier Lopez. Por otro lado, el Grupo ha reversado pérdidas por deterioro en las siguientes unidades generadoras de efectivo: ciclo combinado Luján de Cuyo, unidad de cogeneración Terminal 6 San Lorenzo, parques eólicos Manque y La Genoveva, terreno y edificios de las centrales térmicas Puerto Nuevo y Nuevo Puerto, y turbinas.

UGEs central termoeléctrica Brigadier López, ciclo combinado Luján de Cuyo, planta de cogeneración San Lorenzo y parques eólicos Manque y La Genoveva

El Grupo estimó que el valor en libros de los activos relacionados con la central termoeléctrica Brigadier López superó su valor recuperable en Ps.18.842 millones. Por lo tanto, se determinó una pérdida por deterioro en propiedades, plantas y equipos por Ps.16.633 millones en los rubros de "Máquinas, equipos, turbogrupos y equipos auxiliares", "Terrenos y edificios", "Obras en Curso" y "Otros" y en activos intangibles por Ps.2.209 millones el cual fue cargado al rubro "Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles "del estado consolidado de resultados por el año terminado el 31 de diciembre de 2023. Luego de reconocer dicho deterioro, el valor neto en libros de propiedades, plantas y equipos e intangibles de la central termoeléctrica Brigadier López es de Ps.46.846 millones y Ps.6.223 millones, respectivamente.

El Grupo estimó que el valor en libros de los activos que forman la unidad generadora de efectivo correspondiente a la unidad de cogeneración Terminal 6 San Lorenzo es inferior a su valor recuperable, por lo que se determinó una reversión del deterioro de propiedad, planta y equipo por Ps.25.522 millones en los rubros "Máquinas, equipos, turbogrupos y equipos auxiliares", , "Terrenos y edificios" y "Otros", y se registró en el rubro "Reversa de desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles "del estado de resultados consolidado del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Luego del reconocimiento de la reversión del deterioro, el valor en libros de las propiedades, plantas y equipos correspondientes a la unidad de cogeneración Terminal 6 San Lorenzo asciende a Ps.212.756 millones.

El Grupo estimó que el valor en libros de los activos que forman la unidad generadora de efectivo correspondiente al ciclo combinado de Luján de Cuyo es inferior a su valor recuperable, por lo que se determinó una reversión del deterioro de propiedades, plantas y equipos por Ps.4.211 millones en los rubros "Máquinas, equipos, turbogrupos y equipos auxiliares", "Terrenos y edificios" y "Otros", y se registró en el rubro "Reversa de desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles" del estado de resultados consolidado del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Luego del reconocimiento de la reversión del deterioro, el valor en libros de las propiedades, plantas y equipos correspondientes al ciclo combinado de Luján de Cuyo asciende a Ps.19.819 millones.

Asimismo, el Grupo estimó que el valor en libros de los activos que forman la unidad generadora de efectivo correspondiente al parque eólico Manque es inferior a su valor recuperable. Por lo anterior se determinó una reversión del deterioro de propiedades, planta y equipo por Ps.7.391 millones en los rubros "Terrenos y edificios", "Aerogeneradores", "Máquinas y equipos", y "Otros" y se determinó una reversión de deterioro en activos intangibles por Ps.3 millones, ambos registrados en el rubro "Reversa de desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles" del estado de resultados consolidado por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Luego del reconocimiento de la reversión del deterioro, el valor libro de las propiedades, plantas y equipos y activos intangibles correspondientes al parque eólico Manque asciende a Ps.38.574 millones y Ps.17 millones.

Finalmente, el Grupo estimó que el valor en libros de los activos que forman la unidad generadora de efectivo correspondiente al parque eólico La Genoveva es inferior a su valor recuperable. Por lo anterior se determinó una reversión del deterioro de propiedades, planta y equipo por Ps.16144 millones en los rubros "Terrenos y edificios", "Aerogeneradores", "Máquinas y equipos", y "Otros", y se determinó una reversión de deterioro de activos intangibles por Ps.95 millones, ambos registrados en el rubro "Reversa de desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles" del estado de resultados consolidado por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Luego del reconocimiento de la reversión de deterioro mencionada, el valor en libros de las propiedades, plantas y equipos y activos intangibles correspondientes al parque eólico La Genoveva asciende a Ps.62.827 millones y Ps.369 millones, respectivamente.

Para evaluar la recuperabilidad de la central termoeléctrica Brigadier López, el ciclo combinado Luján de Cuyo, la unidad de cogeneración San Lorenzo Terminal 6 y los parques eólicos Manque y La Genoveva, se aplicó el valor en uso.

Los supuestos claves utilizados para estimar el valor de uso son los siguientes:

- Margen bruto: el margen bruto ha sido determinado para el período presupuestado con base en los precios de la energía derivados de las resoluciones vigentes emitidas por la SE ajustados por proyecciones de incrementos de precios y considerando los contratos de suministro de energía firmados, según corresponda. En este sentido, el Grupo consideró diferentes alternativas ponderadas en relación con la evolución de los precios de la energía y potencia que remuneran a las unidades de generación de energía convencionales, lo que implicó la elaboración de diferentes escenarios con diferentes estimaciones de los flujos de efectivo esperados y asignando probabilidades de ocurrencia en función de la Experiencia y expectativas del Grupo sobre el resultado de las incertidumbres involucradas. Por otro lado, los costos han sido determinados sobre la base de los costos de operación incurridos en el pasado siendo el costo más significativo el de mantenimiento, el

cual fue estimado manteniendo las condiciones de los contratos vigentes con los proveedores Siemens Energy y Vestas Argentina.

Otros supuestos relevantes se describen a continuación:

- Tasa de descuento: representa la evaluación actual del mercado de los riesgos específicos de la Compañía, tomando en consideración el valor temporal del dinero. El cálculo de la tasa de descuento se basa en las circunstancias de los participantes del mercado y se deriva del costo promedio ponderado del capital (WACC). La tasa WACC tiene en cuenta tanto la deuda como el capital. El costo del capital se deriva del rendimiento esperado de la inversión por parte de los inversionistas participantes del mercado, mientras que el costo de la deuda se basa en las condiciones de la deuda a las que los participantes del mercado podrían acceder. Los riesgos específicos del segmento operacional se incorporan mediante la aplicación de factores beta individuales, los cuales se evalúan anualmente a partir de la información pública disponible del mercado. Los riesgos específicos del segmento de operación son incorporados al aplicar factores beta individuales, los cuales son evaluados anualmente a partir de la información pública de mercado disponible.

  Las tasas de descuento utilizadas para determinar el valor en uso al 31 de diciembre de 2023 fueron del 15,2% y 14,9%, dependiendo del plazo de los flujos de efectivo futuros. Cualquier aumento en la tasa de descuento implicaría una pérdida por deterioro adicional para la unidad generadora de efectivo de la central termoeléctrica Brigadier López.

- Variables macroeconómicas: las tasas estimadas de inflación y devaluación, así como los tipos de cambio, se obtuvieron de fuentes externas, las cuales son reconocidas firmas consultoras dedicadas al análisis económico local y global, con amplia experiencia en el mercado. La central termoeléctrica Brigadier López, el Ciclo Combinado Luján de Cuyo y la unidad de cogeneración Terminal 6 San Lorenzo pertenecen al segmento operativo de generación de energía eléctrica a partir de fuentes convencionales, mientras que los parques eólicos Manque y La Genoveva pertenecen al segmento operativo de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

Terreno y edificios

El Grupo ha estimado que el valor de libros del terreno sobre el que se asientan las centrales termoeléctrica Puerto Nuevo y Nuevo Puerto es inferior a su valor recuperable, por lo cual se determinó una reversión del cargo por desvalorización registrado en propiedades, planta y equipos por Ps.3.334 millones dentro del rubro, "Terrenos y edificios" y que fue imputada en el rubro “Reversa de desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles” del estado consolidado de resultados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Luego del reconocimiento de la mencionada reversión de la desvalorización, el valor de libros del terreno y edificios de las centrales termoeléctricas Puerto Nuevo y Nuevo Puerto asciende a Ps.16.584 millones.

Para determinar el valor recuperable, el Grupo ha utilizado el valor razonable menos los costos de venta.

Turbinas

El Grupo ha revisado durante el ejercicio 2023 la recuperabilidad de las turbinas como activos individuales y ha estimado que el valor de libros del grupo generador General Electric, que se encuentra almacenado en las instalaciones de la central Nuevo Puerto, es inferior a su valor recuperable, por lo cual se determinó una reversión parcial del cargo por desvalorización registrado en propiedades, planta y equipos por Ps.6.136 millones dentro del rubro "Turbinas" y que fue imputada en el rubro “Reversa de desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles” del estado consolidado de resultados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

Para determinar el valor recuperable de dicho grupo generador, el Grupo ha utilizado el valor razonable menos los costos de venta.

Luego del reconocimiento de la reversión de desvalorización, el valor de libros del grupo generador General Electric asciende a Ps.15.898 millones.

Nuevas normas e interpretaciones adoptadas

A partir del ejercicio iniciado el 1° de enero de 2023, la Emisora ha aplicado. por primera vez. ciertas normas e interpretaciones nuevas y/o modificadas según las emitió el IASB. La siguiente es una breve descripción de las normas e interpretaciones nuevas y/o modificadas adoptadas por la Emisora y su impacto sobre los presentes estados financieros consolidados:

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Definición de estimaciones contables - Modificaciones a la NIC 8

En febrero de 2021, el IASB emitió modificaciones a la NIC 8 “Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores”, en las que introduce una definición de “contabilidad de estimaciones'. Las modificaciones aclaran la distinción entre cambios en estimaciones contables y cambios en políticas contables y corrección de errores. Además, aclaran cómo las entidades utilizan técnicas de medición e información para desarrollar estimaciones contables.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023 y se aplican a los cambios en las políticas contables y a los cambios en las estimaciones contables que se produzcan a partir del inicio de ese período.

Estas modificaciones no han tenido un impacto significativo en los estados financieros del Grupo.

Información a revelar sobre políticas contables - Modificaciones a la NIC 1 y al Documento de práctica de las NIIF 2

En febrero de 2021, el IASB emitió modificaciones a la NIC 1 “Presentación de estados financieros” y al “Practice Statement” 2 de las NIIF “Realización de juicios sobre materialidad”, en los que proporciona orientación y ejemplos para ayudar a las entidades a aplicar juicios de materialidad a revelaciones de políticas contables. Las enmiendas tienen como objetivo ayudar a las entidades a proporcionar revelaciones de políticas contables que son más útiles al reemplazar el requisito de que las entidades revelen sus políticas contables "significativas" con un requerimiento de revelar sus políticas contables “materiales” y agregar orientación sobre cómo las entidades aplican el concepto de materialidad en la toma de decisiones sobre las
revelaciones de políticas contables.

Las modificaciones a la NIC 1 son aplicables a los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023 con aplicación anticipada permitida. El Grupo revisó las divulgaciones de información de su política contable para garantizar la consistencia con los requisitos modificados. Estas modificaciones no han tenido impactos significativos en los estados financieros del Grupo.

NIC 12 - Impuesto a las ganancias - Impuesto diferido relacionado con activos y pasivos que surgen de una transacción única

Las modificaciones aclaran que la exención del reconocimiento inicial no se aplica a transacciones en las que surgen montos iguales de diferencias temporarias deducibles e imponibles en el reconocimiento inicial. Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros consolidados del Grupo.

Modificaciones a la NIC 12 - Reforma Fiscal Internacional - Reglas del modelo del Segundo Pilar

Las modificaciones de la NIC 12 se han introducido en respuesta a las normas del segundo pilar de BEPS de la OCDE, incluyen:

Una excepción temporal obligatoria al reconocimiento y revelación de impuestos diferidos derivados de la aplicación jurisdiccional de las normas modelo del Segundo Pilar; y Requisitos de revelación para las entidades afectadas con el fin de ayudar a los usuarios de los estados financieros a comprender mejor la exposición de una entidad al impuesto a las ganancias del Segundo Pilar derivados de dicha legislación, en particular antes de su fecha de entrada en vigor.

La excepción temporal obligatoria -cuyo uso debe divulgarse- se aplica inmediatamente. Los restantes requisitos de información se aplican a los periodos de información anual que comiencen a partir del 1 de enero de 2023, pero no a los periodos intermedios que finalicen antes del 31 de diciembre de 2023.

A la fecha del presente reporte, la adopción de las citadas modificaciones no ha tenido efectos al no existir marco normativo fiscal en las jurisdicciones en las que opera la Sociedad relacionado con dicha Reforma y además el Grupo no supera unos ingresos por ventas de 750 millones de euros.

NIIF emitidas aún no vigentes

Las siguientes normas e interpretaciones nuevas y/o modificadas han sido emitidas pero no han entrado en vigor en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados del Grupo. En este sentido, sólo se indican las normas e interpretaciones nuevas y/o modificadas que el Grupo espera que sean aplicables en el futuro. En general, el Grupo tiene la intención de adoptar estas normas, en la medida en que sean aplicables, cuando entren en vigor.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Con fecha 15 de agosto de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución General CNV N° 972/2023, la cual indica que no se admitirá la aplicación anticipada de las NIIF y/o sus modificaciones, excepto que la CNV la admita específicamente.

NIC 1 - Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes

En enero de 2020 y octubre de 2022, el IASB emitió modificaciones de los párrafos 69 a 76 de la NIC 1 para especificar los requisitos para clasificar los pasivos como corrientes o no corrientes. Las modificaciones aclaran: (i) qué se entiende por derecho a diferir la liquidación; (ii) que el derecho a aplazar debe existir al final del ejercicio sobre el que se informa; (iii) que la clasificación no se ve afectada por la probabilidad de que una entidad ejerza su derecho de aplazamiento; y (iv) que sólo si un derivado implícito en un pasivo convertible es en sí mismo un instrumento de capital, las condiciones del pasivo no afectarán a su clasificación. Además, se ha introducido un requisito de divulgación cuando un pasivo derivado de un acuerdo de préstamo se clasifique como no corriente y el derecho de la entidad a aplazar la liquidación dependa del cumplimiento de pactos futuros en un plazo de doce meses.

Las modificaciones entran en vigor para los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024 y deben aplicarse de forma retroactiva. El Grupo está evaluando actualmente el impacto que las modificaciones tendrán en la práctica actual.

NIC 7 "Estado de flujos de efectivo" y NIIF 7 "Instrumentos financieros - Información a revelar"

En mayo de 2023, el IASB ha emitido nuevos requisitos de información sobre los acuerdos de financiación de proveedores. Las modificaciones incluyen nuevos requerimientos de información cualitativa y cuantitativa respecto de los acuerdos de financiación con proveedores financieros que permita evaluar los efectos de esos acuerdos en el pasivo, flujos de efectivo y exposición al riesgo de liquidez.

Los acuerdos de financiación de proveedores son aquellos que se caracterizan por: (i) un proveedor financiero que paga el monto que una entidad adeuda a su proveedor comercial y (ii) la entidad paga al proveedor financiero, conforme los términos del acuerdo.

Las modificaciones son efectivas para los períodos de información anual que comience a partir del 1 de enero de 2024. Las modificaciones no requieren la revelación de información comparativa.

Se espera que la aplicación de dicha norma no tenga impacto significativo en el Grupo.

NIC 21 "Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera" - Ausencia de Convertibilidad

El IASB emitió el 15 de agosto de 2023 la modificación a la NIC 21 denominada "Ausencia de Convertibilidad" para brindar lineamientos en este último caso. La modificación requiere que las entidades apliquen un enfoque consistente para la evaluación de si una moneda puede ser intercambiada por otra moneda, y en caso de no serlo, la determinación del tipo de cambio a utilizar a efectos de medición y las revelaciones que necesita proveer en sus estados financieros.

Una vez identificada la ausencia de convertibilidad entre monedas, se deberá estimar el tipo de cambio que represente aquél que se obtendría en una transacción ordenada entre participantes del mercado y que refleje las condiciones económicas. Estas modificaciones no especifican una metodología de estimación del tipo de cambio a utilizar, sino que la misma deberá ser desarrollada por cada entidad.

Las modificaciones son efectivas para los períodos de información anual que comiencen a partir del 1 de enero de 2025. Se admite la adopción anticipada y no se requiere reexpresar la información comparativa.

El IASB publica la NIIF 18 Presentación e información a revelar en los estados financieros

La NIIF 18 se emitió el 9 de abril de 2024 y entrará en vigor para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2027. La NIIF 18 introduce nuevos requisitos de presentación en la cuenta de pérdidas y ganancias, incluidos totales y subtotales específicos. También exige la divulgación de medidas de rendimiento definidas por la dirección e incluye nuevos requisitos de agregación y desagregación de la información financiera basados en las "funciones" identificadas de los estados financieros primarios y las notas. Además, hay modificaciones consecuentes en otras normas contables.

A partir del ejercicio iniciado el 1° de enero de 2024 el Grupo ha aplicado, por primera vez, ciertas normas e interpretaciones nuevas y/o modificadas según las emitió el IASB.

Una breve descripción de las normas e interpretaciones nuevas y/o modificadas adoptadas por el Grupo y su impacto sobre los presentes estados financieros consolidados se describe a continuación:

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Modificaciones a la NIC 1: Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes

En enero de 2020 y octubre de 2022, el IASB emitió las modificaciones a los párrafos 69 al 76 de la NIC 1 para especificar los requisitos para clasificar los pasivos como corrientes o no corrientes. Las modificaciones aclaran los siguientes puntos: (i) el significado del derecho a diferir la liquidación de un pasivo; (ii) que el derecho a diferir la liquidación del pasivo debe existir al cierre del período; (iii) que la clasificación no se ve afectada por la probabilidad de que la entidad ejerza su derecho a diferir la liquidación del pasivo; (iv) que únicamente si algún derivado implícito en un pasivo convertible representa en sí un instrumento de patrimonio, los términos del pasivo no afectarían su clasificación.

Además, se introdujo un requisito de revelación cuando un pasivo derivado de un contrato de préstamo se clasifica como no corriente y el derecho de la entidad a diferir la liquidación está sujeto al cumplimiento de compromisos futuros en un plazo de doce meses.

Estas modificaciones no han tenido impactos significativos en los estados financieros condensados del Grupo.

Acuerdos de Financiamiento de Proveedores - Modificaciones a la NIC 7 y la NIIF 7

En mayo de 2023, el IASB emitió modificaciones a la NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo y la NIIF 7 Instrumentos Financieros: Revelaciones para aclarar las características de los acuerdos de financiamiento de proveedores y requerir que se revele información adicional sobre dichos acuerdos. El objetivo de los requisitos de revelación que imponen las modificaciones es el de ayudar a los usuarios de los estados financieros a tener un mejor entendimiento de los efectos de los acuerdos de financiamiento de proveedores sobre los pasivos, flujos de efectivo y exposición al riesgo de liquidez de una entidad.

Las reglas de transición aclaran que una entidad no está obligada a presentar información en ningún periodo intermedio en el año de aplicación inicial de las modificaciones. Por lo tanto, estas modificaciones no han tenido impactos significativos en los estados financieros condensados del Grupo.

Modificaciones a la NIIF 16: Pasivo por Arrendamiento en una Transacción de Venta y Arrendamiento posterior

En septiembre de 2022, el IASB emitió modificaciones a la NIIF 16 con el fin de especificar los requisitos que un vendedor-arrendatario utiliza en la medición del pasivo por arrendamiento que surge en una transacción de venta y arrendamiento posterior, para garantizar que el vendedor arrendatario no reconozca ningún monto por la ganancia o pérdida que esté relacionada con el derecho de uso que mantiene.

Información financiera

Resultados de las operaciones del período finalizado el 31 de diciembre de 2023, comparado con el período finalizado el 31 de diciembre de 2022.

A 31 de diciembre de 2023, dividimos nuestro negocio en cuatro segmentos: generación de energía eléctrica a partir de fuentes convencionales, generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, transporte y distribución de gas natural y actividad forestal. La gestión y las operaciones de las centrales térmicas no se incluyen en estos segmentos dado que dicha información no es material para nuestras operaciones comerciales.

A continuación se describen: (i) los resultados de las operaciones de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado al periodo de 31 de diciembre de 2023 comparados con los resultados de las operaciones al 31 de diciembre de 2022:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		**Variación al 31 de diciembre de**
	2023	**2022**	**2023/2022**
	(en miles de Ps.)		*(en porcentajes)*
Ingresos	313.568.164	315.744.637	(0,69%)
Costo de ventas	(210.166.444)	(166.051.558)	26,57%
Margen bruto	**103.401.720**	**149.693.079**	**(30,92%)**
Gastos administrativos y de comercialización	(31.753.694)	(23.253.248)	36,56%
Otros ingresos operativos	237.706.231	111.837.412	112,55%
Otros gastos operativos	(15.128.790)	(1.875.144)	706,81%

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Variación al 31 de diciembre de
	2023	**2022**	**2023/2022**
	(en miles de Ps.)		*(en porcentajes)*
Reversa de desvalorización / (desvalorización de propiedad, planta y equipo y activos intangibles, neta	43.994.536	(43.670.460)	(200,74%)
Ganancia operativa	**338.220.500**	**192.731.639**	**75,49%**
Resultado por exposición al cambio en el poder adquisitivo de la moneda	(126.511.590)	(94.864.437)	33,36%
Ingresos financieros	230.203.826	79.527.910	189,46%
Gastos financieros	(356.774.380)	(135.316.228)	163,66%
Resultados por participación en asociadas	6.115.780	347.325	1660,82%
Resultado por adquisición de participación en sociedades	72.645.358	37.911.293	91,62%
Ganancia antes del impuesto a las ganancias	**163.898.997**	**80.337.502**	**104,61%**
Impuesto a las ganancias del período	(17.938.127)	(20.927.229)	(14,28%)
Ganancia neta del período	**145.960.870**	**59.410.273**	**145,68%**

Ingresos
de actividades ordinarias

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Variación al 31 de diciembre de
	En miles de pesos		
	2023	**2022**	**2023/2022**
Energía Base (1)	155.523.697	125.095.966	24,32%
Ventas bajo contrato (2)	131.012.781	167.719.171	(21,89%)
Ventas de vapor (3)	14.789.842	15.283.685	(3,23%)
Ingresos por actividad forestal	5.815.213	-	n.a.
Reventa de capacidad de transporte y distribución de gas	1.858.093	2.188.445	(15,10%)
Ingresos por gerenciamiento de la central térmica CVO	4.568.538	5.457.370	(16,29%)
Total ingresos provenientes de las actividades ordinarias	**313.568.164**	**315.744.637**	**(0,69%)**

(1) Incluye ventas de energía y capacidad a CAMMESA remuneradas conforme a las Resoluciones N° 440/21. N° 238/22. N° 826/22, N° 59/23, N° 750/23 y N° 869/23 (Véase "Información sobre la Emisora - El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—Insuficiencia del Fondo de Estabilización y Respuestas del Gobierno Nacional—El Programa Nacional").
(2) Incluye (i) ventas por contrato en el mercado a término. (ii) ventas por contrato en el marco de Energía Plus. (iii) ventas por contrato en el marco del programa RenovAr y (iv) ventas por contrato a CAMMESA de energía convencional (para más información sobre ventas por contrato en el mercado a término. véase "Información sobre la Emisora—Clientes").
(3) Incluye el vapor comercializado bajo los contratos de abastecimiento de vapor celebrados por YPF con la planta de Luján de Cuyo y por Terminal 6 Industrial S.A. con la planta de San Lorenzo.

Los Ingresos disminuyeron un 0,69% hasta Ps.313.568,16 millones durante período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con los Ps.315.744,64 millones durante período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Esta disminución se debió principalmente a:

(i) Una disminución del 21,89% de las ventas bajo contrato las cuales totalizaron Ps.131.012,78 millones en 2023, en comparación con Ps.167.719,17 millones del año 2022, debido principalmente a la terminación del contrato PPA de Brigadier López, y en menor medida, a una menor generación de nuestros parques eólicos como consecuencia de un menor recurso de viento en el periodo, siendo parcialmente compensado por la reciente adquisición del parque solar Guañizul II A, en octubre 2023, que contribuyó con ventas por Ps.1.846,61 millones;

(ii) una disminución del 16,29% de los ingresos por gerenciamiento de la central térmica CVO, los cuales ascendieron a Ps.4.568,54 millones durante 2023, frente a los Ps.5.457,37 millones de 2022;

(iii) una disminución del 15,10% en ingresos por reventa de capacidad de transporte y distribución de gas, que ascendieron a Ps.1.858,09 millones en 2023, frente a Ps.2.188,45 millones en 2022;

(iv) una disminución del 3,23% en las ventas de vapor, que totalizaron Ps.14.789,84 millones en 2023, frente a Ps.15.283,68 millones en 2022, a pesar de un aumento del 2,95% en los volúmenes, que se explica por un efecto contable, provocado por la combinación de la inflación y la devaluación de la moneda en el periodo;

Todo esto ha sido parcialmente compensado por un incremento del 24,32% en las ventas de energía base, que ascendieron a Ps.155.523,70 millones durante 2023, frente a los Ps.125.095,97 millones durante 2022, impulsado por la combinación de la consolidación de las ventas de Central Costanera, la finalización del contrato PPA de Brigadier López, que comenzó a ser remunerado en el mercado spot, y un mayor despacho de energía de la central hidroeléctrica Piedra del Águila.

Los ingresos atribuibles a la actividad forestal en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a 5.82 mil millones de pesos. No hubo ingresos forestales durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ya que Forestal Argentina S.A. y Loma Alta Forestal S.A. fueron adquiridas el 27 de diciembre de 2022, y EVASA, Estancia Celina S.A. y Las Misiones S.A. fueron adquiridas el 3 de mayo de 2023 y los resultados son aplicables a partir del 1 de enero de 2023.

Costo de ventas

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		**Variación al 31 de diciembre de**
	2023	**2022**	**2023/2022**
	(en miles de Ps.)		*(en porcentajes)*
Inventarios y activos biológicos al comienzo del período	73.976.336	11.094.075	556,81%
Adquisición de activo biológico	39.820.532	48.101.462	(17,22%)
Compras	24.904.960	34.188.221	(27,12%)
Gastos de operación:	**174.401.555**	**131.863.334**	**32,26%**
Gastos por compensaciones a empleados	41.700.159	26.389.627	58,02%
Otros beneficios a empleados a largo plazo	2.894.147	1.072.843	169,76%
Depreciación de propiedades. planta y equipos	63.605.059	48.238.614	31,86%
Amortización activos intangibles	6.145.363	12.334.159	(50,18%)
Compras de energía y potencia	1.466.205	948.672	54,55%
Honorarios y retribuciones por servicios	9.273.477	9.486.361	(2,24%)
Gastos de mantenimiento	21.606.026	17.216.231	25,50%
Consumo de materiales y repuestos	13.173.185	7.603.566	73,25%
Seguros	9.232.370	5.625.912	64,10%
Canon y regalías	4.036.400	2.303.666	75,22%
Impuestos y contribuciones	432.537	395.394	9,39%
Impuesto a los créditos y débitos bancarios	45.643	57.922	(21,20%)
Diversos	790.983	190.367	315,50%

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		Variación al 31 de diciembre de
	2023	**2022**	**2023/2022**
Transferencias de propiedad, planta y equipo	(13.217.277)	0	n.a.
Gastos de producción forestal y silvicultura	6.279.899	0	n.a.
Crecimiento forestal y revaluación de activos biológicos	12.658.919	0	n.a.
Variación de inventarios	(419.994)	14.780.802	(102.84%)
Inventarios al cierre del período	(108.238.486)	(73.976.336)	46.32%
Total Costo de Ventas	**210.166.444**	**166.051.558**	**26.57%**

En el período de ejercicio finalizado de 31 de diciembre 2023. los Costos de Ventas aumentaron a un total de Ps.210.166 millones. equivalente a un aumento del 26.57% frente a los Ps.166.052 millones registrados en el período ejercicio finalizado de 31 de diciembre 2022. Dicho ascenso obedeció principalmente a un incremento del 32,26% en los costos de producción, debido principalmente a la adquisición de empresas realizada durante el ejercicio y a los mantenimientos llevados a cabo en las centrales Luján de Cuyo y Costanera, resultando en mayores (i) Gastos por remuneraciones a empleados y Otros beneficios a empleados a largo plazo, (ii) Depreciaciones de propiedades, planta y equipo (iii) Consumo de materiales y repuestos, (iv) Gastos de mantenimiento y, (v) Seguros; siendo parcialmente compensado por una menor Amortización de activos intangibles.

Margen bruto

Período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2023 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2022

El margen bruto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2023 disminuyó a un total de Ps.103.402 millones. una disminución del 30,92% frente a los Ps.149.693 millones registrados durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2022. debido a las razones citadas antes. El margen bruto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2023 fue de 32,98%. en comparación con un margen bruto de 47,41% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2022.

Gastos administrativos y de comercialización

Período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2023 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2022

Los gastos administrativos y de comercialización correspondientes al período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 aumentaron a un total de Ps.31.754 millones. un incremento de 36.56% frente a los Ps.23.253 millones registrados al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Este incremento se debió principalmente a la consolidación de los gastos de las compañías adquiridas, resultando en mayores (i) Gastos de mantenimiento (ii) Gastos de compensación a empleados (iii) Otros beneficios a empleados a largo plazo y, (iv) Honorarios y remuneración por servicios, todo ello siendo parcialmente compensado por menores Gastos de seguros.

Otros ingresos operativos

Período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2023 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2022

El rubro Otros ingresos operativos correspondientes al período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 aumentó a un total de Ps.237.706 millones. un incremento de 112,55% frente a los Ps.111.837 millones registrados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Este aumento obedeció primordialmente a un incremento en la diferencia de cambio positiva asociada principalmente a los créditos por cobrar de CVOSA, y al revalúo del activo biológico de la actividad forestal.

Otros gastos operativos

Período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2023 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2022

El rubro Otros gastos operativos correspondientes al período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 aumentó a un total de Ps.15.129 millones, un incremento 706,81% frente a los Ps.1.875 millones registrados en el período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Este aumento obedeció primordialmente a mayores gastos por actividad forestal.

Desvalorización de propiedad planta y equipo y activos intangibles

Período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2023 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2022

En 2023, la compañía registró una ganancia por recupero de Ps.43.994 millones relacionada con la reversión de la desvalorización de los siguientes activos: la central de ciclo combinado Luján de Cuyo, la unidad de cogeneración San Lorenzo, los parques eólicos Manque y La Genoveva, la turbina GE (Maquinaria y equipo y Otros) y Otros terrenos y edificios. Todo ello parcialmente compensada por la desvalorización de Brigadier López. En 2022, la compañía había registrado un cargo por desvalorización de propiedad, planta y equipo y activos intangibles de Ps.43.670 millones, relacionado con una reducción del valor razonable de los siguientes activos que era inferior a su valor contable previamente registrado: Unidad de cogeneración de San Lorenzo y parques eólicos de La Genoveva y Manque.

Ganancia operativa

Período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2023 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2022

Por las razones citadas arriba. la ganancia operativa en el periodo de ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 totalizó Ps.338.220 millones, siendo un 75.49% superior a los Ps.192.732 millones registrados de diciembre de 2022.

Resultado por exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda

Período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2023 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2022

El Resultado por exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda en el período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 totalizó una pérdida de Ps.126.512 millones, frente a una pérdida de Ps.94.864 millones del periodo de ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. registrando una variación negativa de 33.36%.

Ingresos financieros

Período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2023 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2022

Los ingresos financieros en el período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 aumentaron a un total de Ps.230.204 millones. un incremento de 189,46% frente a los Ps.79.528 millones registrados en el de ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Este incremento obedeció primordialmente a (i) un aumento del 237,34% en intereses devengados, que pasaron de Ps.1.718 millones en 2022 a Ps.5.797 millones en 2023, (ii) un aumento del 213,71% en la ganancia neta de activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados, que pasaron de Ps.69.967 millones en 2022 a Ps.219.495 millones en 2023, parcialmente compensados por (iii) una disminución del 37,37% en el resultado de swaps de tasas de interes, que disminuyeron de Ps.7.842 millones en 2022 a Ps.4.912 millones en 2023.

Gastos financieros

Período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2023 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2022

Los gastos financieros en el período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a un total de Ps.356.774 millones, un aumento de 163,66% frente a los Ps.135.316 millones registrados en de ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Este incremento obedeció primordialmente a mayores diferencias de cambio negativas, debido a la depreciación del peso argentino, pasando de Ps.113.168 en 2022 a Ps.328.248 en el año 2023.

Resultados por participación en los resultados netos de asociadas

Período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2023 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2022

Los resultados por participación en asociadas correspondientes al período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 totalizaron una ganancia de Ps.6.116 millones, un incremento de 1660,82% frente a la ganancia de Ps.347 millones registrados

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

durante el período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Dicho aumento obedeció primordialmente a la ganancia registrada en la operación de Ecogas.

Resultados por adquisición de participación en sociedades

Período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2023 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2022

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, se registró un resultado por adquisición de participación en sociedades de Ps. 72.645 millones, resultante de las adquisiciones de Central Costanera S.A, Empresas Verdes Argentina S.A., Las Misiones S.A. y Estancia Celina S.A.

Impuesto a las ganancias

Período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2023 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2022

El impuesto a las ganancias en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 disminuyó a un total de Ps.17.938 millones, registrando una disminución de 14,28% frente a los Ps.20.297 millones registrados en el período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Las tasas efectivas del impuesto por el de ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron de 10,94% y 26,05%. respectivamente. La disminución de la tasa efectiva se explica principalmente por el hecho de que el resultado por adquisición de participación en sociedades no genera cargo de impuesto a las ganancias, y en menor medida, por una disminución del saldo pasivo diferido por quebrantos impositivos registrados en el periodo.

Ganancia neta del ejercicio

Período de ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2023 comparado con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2022

Por las razones citadas arriba. la ganancia neta correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendió a un total de Ps.145.961 millones, un aumento del 145,68% frente a los Ps.59.410 millones registrados al periodo de ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Resultados de las operaciones del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024, comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023

A continuación se describen: (i) los resultados de las operaciones de la Emisora correspondientes al período trimestral finalizado el 31 de marzo de 2024 comparados con los resultados de las operaciones al 31 de marzo de 2023:

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de		**Variación al 31 de marzo de**
	2024	**2023**	**2024/2023**
	(en miles de Ps.)		*(en porcentajes)*
Ingresos	128.712.627	105.571.159	21,92%
Costo de ventas	(72.826.089)	(64.685.292)	12,59%
Margen bruto	**55.886.538**	**40.885.867**	**36,69%**
Gastos administrativos y de comercialización	(12.930.078)	(9.153.443)	41,26%
Otros ingresos operativos	29.765.412	48.606.698	(38,76%)
Otros gastos operativos	(620.913)	(1.160.289)	(46,49%)
Ganancia operativa	**72.100.959**	**79.178.833**	**(8,94%)**
Resultado por exposición al cambio en el poder adquisitivo de la moneda	(4.941.802)	(39.731.159)	(87,56%)
Ingresos financieros	18.654.061	26.339.498	(29,18%)
Gastos financieros	(37.019.594)	(57.056.856)	(35,12%)
Resultados por participación en asociadas	(3.262.016)	(2.855.864)	14,22%

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de		Variación al 31 de marzo de
	2024	**2023**	**2024/2023**
	(en miles de Ps.)		*(en porcentajes)*
Ganancia antes del impuesto a las ganancias	**45.531.608**	**5.874.452**	**675,08%**
Impuesto a las ganancias del período	(18.032.732)	(5.372.448)	235,65%
Ganancia neta del período	**27.498.876**	**502.004**	**5.377,82%**

Ingresos

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de		Variación al 31 de marzo de
	2024	**2023**	**2024/2023**
Energía Base (1)	62.419.661	51.701.109	20,73%
Ventas bajo contrato (2)	55.537.692	45.402.868	22,32%
Ventas de vapor (3)	5.324.211	5.146.976	3,44%
Ingresos por actividad forestal	3.628.162	1.044.011	247,52%
Reventa de capacidad de transporte y distribución de gas	378.222	653.303	(42,11%)
Ingresos por gerenciamiento de la central térmica CVO	1.424.679	1.622.892	(12,21%)
Total ingresos provenientes de las actividades ordinarias	**128.712.627**	**105.571.159**	**21,92%**

(1) Incluye ventas de energía y capacidad a CAMMESA remuneradas conforme a las Resoluciones N° 826/22, N° 59/23, N° 750/23, N° 869/23 y N° 9/24 (Véase "Información sobre la Emisora - El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—Insuficiencia del Fondo de Estabilización y Respuestas del Gobierno Nacional—El Programa Nacional").
(2) Incluye (i) ventas por contrato en el mercado a término, (ii) ventas por contrato en el marco de Energía Plus, (iii) ventas por contrato en el marco del programa RenovAr y (iv) ventas por contrato a CAMMESA de energía convencional (para más información sobre ventas por contrato en el mercado a término, véase "Información sobre la Emisora—Clientes").
(3) Incluye el vapor comercializado bajo los contratos de abastecimiento de vapor celebrados por YPF con la planta de Luján de Cuyo y por Terminal 6 Industrial S.A. con la planta de San Lorenzo.

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023.

Los Ingresos /aumentaron un 22% hasta Ps128.713 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024, en comparación con los Ps105.572 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023. Este aumento se debió principalmente a:

(i) Un aumento de 21% o Ps.10.719 millones en las ventas de Enegía Base (spot) que ascendieron a Ps.62.420 millones en el primer trimestre de 2024 en comparación con los Ps.51.701 millones en el primer trimestre de 2023, impulsadas por la consolidación de los ingresos de Central Costanera, que contribuyó con ventas de Ps.20.881 millones. Esto fue parcialmente compensado por un menor despacho de algunas unidades térmicas (excluyendo a Central Costanera).

(ii) Un aumento de22% o Ps.10.135 millones en las ventas bajo contrato, que totalizaron Ps.55.538 millones en el primer trimestre de 2024 comparado con Ps.45.403 millones en igual período de 2023, explicado principalmente por la reciente adquisición del parque solar Guañizuil II A, que contribuyó con ventas por Ps.3.811 millones en el trimestre, y mayores ventas de las unidades de cogeneración. Las ventas de parques eólicos aumentaron ligeramente debido al mayor recurso eólico.

(iii) Un aumento de 248% o Ps.2.584 millones en los ingresos forestales como resultado de la adquisición del grupo EVASA en mayo de 2023.

Costo de ventas

	Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de		Variación al 31 de marzo de
	2024	**2023**	**2024/2023**
	(en miles de Ps.)		*(en porcentajes)*
Inventarios y activos biológicos al comienzo del período	168.182.664	112.164.324	49,94%
Compras	9.058.381	9.122.329	(0,70%)
Gastos de operación:	61.410.112	54.319.807	13,05%
Gastos por compensaciones a empleados	15.617.238	11.498.227	35,82%
Otros beneficios a empleados a largo plazo	2.733.876	922.934	196,22%
Depreciación de propiedades, planta y equipos	21.637.995	20.179.777	7,23%
Amortización activos intangibles	834.452	2.628.872	(68,26%)
Compras de energía y potencia	498.854	395.797	26,04%
Honorarios y retribuciones por servicios	3.170.581	3.260.175	(2,75%)
Gastos de mantenimiento	7.935.212	7.162.670	10,79%
Consumo de materiales y repuestos	2.836.505	2.334.712	21,49%
Seguros	4.933.054	4.827.702	2,18%
Canon y regalías	818.988	897.661	(8,76%)
Impuestos y contribuciones	206.313	141.595	45,71%
Impuesto a los créditos y débitos bancarios	19.652	19.506	0,75%
Diversos	167.392	50.179	233,59%
Gastos de producción forestal y silvicultura	1.889.905	1.721.437	9,79%
Crecimiento forestal y revaluación de activos biológicos	7.257.610	4.661.399	55,70%
Inventarios y activos biológicos al cierre del período	(174.972.583)	(117.304.004)	49,16%
Total Costo de Ventas	**72.826.089**	**64.685.292**	**12,59%**

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023

En el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024, los Costos de Ventas aumentaron a un total de Ps.72.826 millones, equivalente a un aumento del 12,59% frente a los Ps.64.685 millones registrados en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023. Dicho incremento obedeció principalmente a mayores: (i) compensaciones a empleados; (ii) compras de energía y potencia; (iii) gastos de mantenimiento y (iv) consumo de materiales y repuestos; todos rubros impulsados por la adquisición de Central Costanera.

Margen bruto

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023

El margen bruto correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 ascendió a un total de Ps.55.887 millones, lo que representa un crecimiento del 37% frente a los Ps.40.887 millones registrados durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023, debido a las razones citadas antes. El margen bruto correspondiente el período de tres meses finalizado el 31

de marzo de 2024 fue de 43%, en comparación con un margen bruto de 39% durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023.

Gastos administrativos y de comercialización

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023

Los gastos administrativos y de comercialización correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 ascendieron a un total de Ps.12.930 millones, un incremento de 41% frente a los Ps.9.154 millones registrados al 31 de marzo de 2023. Este aumento obedeció primordialmente a mayores (i) remuneraciones a empleados, (ii) honorarios y compensaciones por servicios e (iii) impuestos; todos rubros impulsados por la adquisición de Central Costanera.

Otros ingresos operativos

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023

El rubro Otros ingresos operativos correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 disminuyó a un total de Ps.29.765 millones, una caída de 39% frente a los Ps.48.608 millones registrados en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023. Esta contracción obedeció primordialmente a menores diferencias de cambio, parcialmente compensadas por una revaluación del activo biológico.

Otros gastos operativos

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023

El rubro Otros gastos operativos correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 descendió a un total de Ps.621 millones, una contracción de 47% frente a los Ps.1.160 millones registrados en el período de tres meses finalizado al 31 de marzo de 2023. Esta disminución obedeció primordialmente a menores gastos de producción forestal y silvicultura, parcialmente compensado por mayores cargos por provisión de juicios y demandas.

Ganancia operativa

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023

La ganancia operativa en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 totalizó Ps.72.101 millones, una disminución de 9% frente a los Ps.79.179 millones registrados al 31 de marzo de 2023.

Resultado por exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023

El Resultado por exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 equivalió a una pérdida total de Ps.4.942 millones, frente a una pérdida de Ps.39.732 millones del periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023, una baja del 88%.

Ingresos financieros

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023

Los ingresos financieros en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 disminuyeron 29% a un total de Ps.18.654 millones, frente a los Ps.26.340 millones registrados en el período de tres meses finalizado al 31 de marzo de 2023. Esta disminución obedeció primordialmente a (i) menores intereses ganados y (ii) un resultado negativo por la variación en el valor razonable de los activos financieros.

Gastos financieros

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023

Los gastos financieros en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 descendieron 35% a un total de Ps.37.020 millones, frente a los Ps.57.057 millones registrados en el período de tres meses finalizados al 31 de marzo de 2023. Esta caída se explica primordialmente por (i) menores diferencias de cambio sobre pasivos financieros y (ii) menores comisiones bancarias; siendo todo parcialmente compensado por mayores gastos por intereses sobre préstamos.

Resultados por participación en los resultados netos de asociadas

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023.

Los resultados por participación en asociadas correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 totalizaron una pérdida de Ps.3.262 millones, un incremento de 14% frente a la pérdida de Ps.2.855 millones registrados durante el período de tres meses finalizado al 31 de marzo de 2023. Dicho aumento obedeció primordialmente a los resultados de Ecogas.

Impuesto a las ganancias

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023

El impuesto a las ganancias en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 ascendió a un total de Ps.18.033 millones, un aumento de 236% frente a los Ps.5.372 millones registrados en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023.

Las tasas efectivas del impuesto de por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 20223 fueron de 40% y 91%, respectivamente.

Ganancia neta del ejercicio

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023

Por las razones citadas arriba, la ganancia neta correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024 totalizó Ps.27.499 millones, un aumento del 5.377% frente a los Ps.502.004 millones registrados al 31 de marzo de 2023.

Información por segmentos

Al 31 de diciembre de 2023. la Emisora dividió sus actividades en cuatro segmentos: generación de energía eléctrica de fuentes convencionales, generación de energía eléctrica de fuentes renovables, transporte y distribución de gas natural y actividad forestal. Las actividades de gestión y operaciones de las plantas térmicas no se encuentran incluidas en estos segmentos. habida cuenta de que dicha información no es significativa para las operaciones comerciales de la Emisora.

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

A continuación, se describen: (i) los resultados de las operaciones de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 comparados con los resultados de las operaciones al 31 de diciembre de 2022. y (ii) los resultados de las operaciones de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 comparados con los resultados de las operaciones al 31 de diciembre de 2021.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			**Variación al 31 de diciembre de**	
	2023	**2022**	**2021**	**2023/2022**	**2022/2021**
		(en miles de Ps.)		*(en porcentajes)*	
Ingresos	313.568.164	315.744.637	346.243.761	(0,69%)	(8,81%)
Costo de ventas	(210.166.444)	(166.051.558)	(179.326.913)	26,57%	(7,40%)
Margen bruto	**103.401.720**	**149.693.079**	**166.916.848**	**(30,92%)**	**(10,32%)**
Gastos administrativos y de comercialización	(31.753.694)	(23.253.248)	(25.183.782)	36,56%	(7,67%)
Otros ingresos operativos	237.706.231	111.837.412	66.235.117	112,55%	68,85%
Otros gastos operativos	(15.128.790)	(1.875.144)	(4.899.121)	706,81%	(61,72%)
Reversa de desvalorización/ (desvalorización) de propiedades. plantas y equipos y activos intangibles, neta	43.994.536	(43.670.460)	(47.102.661)	(200,74%)	(7,29%)

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación al 31 de diciembre de	
	2023	**2022**	**2021**	**2023/2022**	**2022/2021**
		(en miles de Ps.)		*(en porcentajes)*	
Ganancia operativa	**338.220.003**	**192.731.639**	**155.966.401**	**75,49%**	**23,57%**
Resultado por exposición al cambio en el poder adquisitivo de la moneda	(126.511.590)	(94.864.437)	(10.033.044)	33,36%	845,52%
Ingresos financieros	230.203.826	79.527.910	11.784.114	189,46%	574,87%
Gastos financieros	(356.774.380)	(135.316.228)	(108.067.187)	163,66%	25,21%
Resultados por participación en asociadas	6.115.780	347.325	(3.424.273)	1660,82%	(110,14%)
Resultado por adquisición de participación en sociedades	72.645.358	37.911.293	-	91,62%	100,00%
Ganancia antes del impuesto a las ganancias	**163.898.997**	**80.337.502**	**46.226.011**	**104,01%**	**73,79%**
Impuesto a las ganancias del período	(17.938.127)	(20.927.229)	(50.155.953)	(14,28%)	(58,28%)
Resultado neto del ejercicio	**145.960.870**	**59.410.273**	**(3.929.942)**	**145,68%**	**(1.611,73%)**

Ingresos

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación al 31 de diciembre de	
	2023	**2022**	**2021**	**2023/2022**	**2022/2021**
		(en miles de Ps.)		*(en porcentajes)*	
Energía Base [1]	155.523.697	125.095.966	144.468.508	24,32%	(13,41%)
Ventas bajo contrato [2]	131.012.781	167.719.171	182.679.073	(21,89%)	(8,19%)
Ventas de vapor [3]	14.789.842	15.283.685	10.409.047	(3,23%)	46,83%
Reventa de capacidad de transporte y distribución de gas	1.858.093	2.188.445	1.868.300	(15,10%)	17,14%
Ingresos por la gestión de la central térmica CVO	4.568.538	5.457.370	6.818.833	(16,29%)	(19,97%)
Ventas forestales	5.815.213	-	-	n.a	n.a
Total ingresos provenientes de las actividades ordinarias	**313.568.164**	**315.744.637**	**346.243.761**	**(0,69%)**	**(8,81%)**

(1) Incluye ventas de energía y capacidad a CAMMESA remuneradas conforme a las Resoluciones SE N° 31/20. N° 440/21. N° 238/22, N° 826/22, N° 59/23, N° 750/23 y N° 869/23 (Véase "Información sobre la Emisora - El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—Insuficiencia del Fondo de Estabilización y Respuestas del Gobierno Nacional—El Programa Nacional").
(2) Incluye (i) ventas por contrato en el mercado a término. (ii) ventas por contrato en el marco de Energía Plus y (iii) ventas por contrato en el marco del programa RenovAr (para más información sobre ventas por contrato en el mercado a término. véase "Información sobre la Emisora—Clientes").
(3) Incluye el vapor comercializado bajo los contratos de abastecimiento de vapor celebrados por YPF con la planta de Luján de Cuyo y por Terminal 6 Industrial S.A. con la planta de San Lorenzo.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación al 31 de diciembre de	
	2023	**2022**	**2021**	**2023/2022**	**2022/2021**
		(en miles de Ps.)		*(en porcentajes)*	
Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	246.099.601	251.232.057	268.729.908	(2,04%)	(6,51%)
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables	55.226.719	56.866.766	68.826.723	(2,88%)	(17,38%)
Reventa de capacidad de transporte y distribución de gas	148.154.740	165.127.506	186.722.670	(10,28%)	(11,57%)
Segmento forestal	5.815.213	-	-	n.a,	n.a,
Otros, neto de eliminaciones y ajustes[1]	(141.728.109)	(157.481.692)	(178.035.540)	(10,00%)	(11,54%)
Total ingresos	**313.568.164**	**315.744.637**	**346.243.761**	**(0,69%)**	**(8,81%)**

(1) Incluye la gestión y operación de la central térmica CVO y ajustes y eliminaciones.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Ejercicio 2023 comparado con el ejercicio 2022

En 2023, los ingresos de la Emisora ascendieron a un total de Ps.313.568,16 millones, lo que supone una caída del 0,69% respecto de los Ps.315.744,64 millones de 2022. Esta variación fue principalmente atribuible a:

- Una caída del 21,89% en ventas bajo contrato, las cuales totalizaron Ps.131.012,78 millones en 2023 frente a los Ps.167.719,17 millones de 2022. La reducción se explica básicamente por la finalización del PPA de Brigadier López y, en menor medida, la menor venta de los parques eólicos, debido a una menor generación como consecuencia de una menor disponibilidad de recurso eólico. Todo esto fue parcialmente compensado por las ventas aportadas por el parque solar Guañizuil II A (aproximadamente, Ps.1.800 millones) adquirido en octubre de 2023.

- Una contracción de 16,29% en los honorarios percibidos por la gestión de la planta CVO, los cuales totalizaron Ps.4.568,54 millones en 2023 frente a los Ps.5.457,37 millones de 2022.

- Una contracción de 15,10% en la reventa de capacidad de transporte y distribución de gas, la cual totalizó Ps.1.858,09 millones en 2023 frente a los Ps.2.188,45 millones de 2022. La caída es meramente un fenómeno contable, ya que precios y cantidades permanecieron estables durante 2023. Durante 2023, la inflación fue superior a la depreciación del Peso, por lo que al ajustar por inflación la venta de 2022 ésta resulta superior a la correspondiente a 2023.

- Una reducción de 3,23% en la venta de vapor, la cual totalizó Ps.14.789,42 millones en 2023 frente a los Ps.15.283,69 millones de 2022, pese al aumento de 2,95% en los volumenes producidos. La caída se explica, básicamente, por el efecto contable explicado en el punto anterior (inflación superior a la depreciación del Peso durante 2023).

La disminución de ingresos en 2023 fue parcialmente compensada por un incremento de 24,32% en ventas de Energía Base, las cuales totalizaron Ps.155.523.70 millones durante 2023 frente a los Ps.125.095,97 millones de 2022. Este aumento se explica principalmente por (i) la consolidación de las ventas de Central Costanera; (ii) el fin del PPA de Brigadier López, lo cual implicó que comenzara a remunerase bajo el esquema de Energía Base y (iii) mayor generación hidroeléctrica de la central Piedra del Águila

Las ventas forestales ascendieron a Ps.5.815,21 millones para el ejercicio finalizado el 31 de Diciembre de 2023. No hubo ventas forestales durante 2022 ya que Forestal Argentina S.A. y Loma Alta Forestal S.A. fueron adquiridas el 27 de Diciembre de 2022 y EVASA, Estancia Celina S.A. y Las Misiones S.A. fueron adquiridas el 3 de Mayo de 2023.

Al analizar las ventas por segmentos, se puede apreciar que los ingresos por ventas de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales durante 2023 ascendieron a Ps.246.099,60 millones, lo que representa una caída de 2,04% frente a los Ps.251.232,06 millones de 2022. Esto se debe a que el aumento en las ventas de Energía Base no fue suficiente para compensar el ajuste por inflación de las ventas de 2022.

Los ingresos por ventas de generación de energía eléctrica de fuentes no convencionales durante 2023 totalizaron Ps.55.226,72 millones, lo que representa una caída de 2,88% frente a los Ps.56.866,77 millones de 2022. Esto se debe, básicamente, a la mencionada particular dinámica de la inflación y devaluación durante 2023 y a la menor generación de los parques eólicos, dada la menor disponibilidad de recurso eólico.

Los ingresos por reventa de capacidad de transporte y distribución de gas totalizaron Ps.148.154,70 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de Diciembre de 2023, lo cual representa una caída de 10,28% frente a los Ps.165.127,51 millones registrados durante el ejercicio finalizado el 31 de Diciembre de 2022. Como se mencionara previamente, la caída es meramente un fenómeno contable, producto de la dinámica observada entre inflación y devaluación durante 2023.

Ejercicio 2022 comparado con el ejercicio 2021

En el ejercicio 2022 los ingresos ascendieron a un total de Ps.315.744,64millones. equivalente a una disminución del 8,81% frente a los Ps.346.243,76millones registrados en 2021.Esta variación se debió a:

- Una disminución de 13,41% en las Ventas de Energía Base, las cuales ascendieron a Ps.125.095,97 millones durante 2022, en comparación con Ps.144.468,51millones en 2021, principalmente debido a ajustes de precios por debajo de la inflación, lo cual fue parcialmente compensado por mayor generación de energía en la central hidroeléctrica Piedra del Águila y en los ciclos combinados ubicados en Buenos Aires y Mendoza.

- Una caída de 8,19% en ventas bajo contrato, las cuales totalizaron Ps.167.719,17 millones durante 2022 frente a los Ps. 182.679,07 millones de 2021. La contracción se debe principalmente a: (i) la finalización del PPA de Brigadier López, (ii) menor generación de las unidades de cogeneración de Luján de Cuyo y (iii) menor producción en los parques La Genoveva I, Manque, Los Olivos y La Castellana II, debido a una menor disponibilidad de recurso eólico.

- Una reducción de 19,97% en los ingresos por gestión de la planta CVO, los cuales totalizaron Ps. 5.457,37 millones en 2022 frente a los Ps. 6.818,83 millones registrados en 2021.

Esta disminución en los ingresos fue parcialmente compensada por:

- Un aumento de 46,83% en las ventas de vapor, que totalizaron Ps.15.283,69millones en 2022 en comparación con Ps.10.409,05 millones en 2021, debido a un aumento de 26,77% en la producción de vapor de la planta ubicada en la Provincia de Mendoza y un 2.197,47% en la de San Lorenzo.

- Un aumento de 17,14% en la reventa de capacidad de transporte y distribución de gas, las cuales totalizaron Ps. 2.188,45 millones en 2022 en comparación con los Ps. 1.868,30 millones de 2021.

Al analizar las ventas por segmentos, se puede apreciar que los ingresos por ventas de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales durante 2022 ascendieron a Ps. 251.232,06 millones, lo que representa una caída de 6,51% frente a los Ps. 268,729,91 millones de 2021. Tal como se explicara previamente, esta contracción se debió primordialmente a la caída en ventas de Energía Base y los honorarios por la gestión de la planta CVO, todo parcialmente compensado por el aumento en ventas de vapor.

Los ingresos por ventas de generación de energía eléctrica de fuentes no convencionales durante 2022 totalizaron Ps.56.866,77 millones, lo que representa una caída de 17,38% frente a los Ps.68.826,72 millones de 2021. Esto se debió, básicamente, a una menor producción en los parques La Genoveva I, Manque, Los Olivos y La Castellana II, debido a una menor disponibilidad de recurso eólico.

Finalmente, los ingresos por reventa de capacidad de transporte y distribución de gas totalizaron Ps. 165.127,51 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de Diciembre de 2022, lo cual representa una caída de 11,57% frente a los Ps.186.722,67 millones registrados durante el ejercicio finalizado el 31 de Diciembre de 2021. La caída es meramente un fenómeno contable, producto de la dinámica observada entre inflación y devaluación durante 2022: como la inflación fue mayor a la depreciación del Peso, al ajustar por inflación las ventas de 2021 para reexpresarlas en pesos de 2022, éstas resultan superiores a los ingresos registrados en 2022.

Costo de ventas

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			**Variación al 31 de diciembre de**	
	2023	**2022**	**2021**	**2023/2022**	**2022/2021**
	(en miles de Ps.)			*(en porcentajes)*	
Inventarios y activos biológicos al inicio	73.976.336	11.094.075	13.389.501	566,81%	(17,14%)
Adquisición de activos biológicos	39.820.532	48.101.462	-	(17,22%)	n.a.
Compras	24.904.960	34.188.221	37.456.133	(27,15%)	(8,72%)
Gastos por compensaciones a empleados	41.700.159	26.389.627	26.288.224	58,02%	0,39%
Otros beneficios a empleados a largo plazo	2.894.147	1.072.843	1.248.486	169,76%	(14,07%)
Depreciación de propiedades. planta y equipos	63.605.059	48.238.614	46.330.005	31,86%	4,12%
Amortización activos intangibles	6.145.363	12.334.159	18.645.411	(50,18%)	(33,85%)
Compras de energía y potencia	1.466.205	948.672	1.170.600	54,55%	(18,96%)
Honorarios y retribuciones por servicios	9.273.477	9.486.361	8.499.454	(2,24%)	11,61%
Gastos de mantenimiento	21.606.026	17.216.231	22.053.818	25,50%	(21,94%)
Consumo de materiales y repuestos	13.173.185	7.603.566	6.988.271	73,25%	8,80%
Seguros	9.232.370	5.625.912	7.788.489	64,10%	(27,77%)
Canon y regalías	4.036.400	2.303.666	2.334.782	75,22%	(1,33%)
Impuestos y contribuciones	432.537	395.394	540.507	9,39%	(26,85%)
Impuesto a los créditos y débitos bancarios	45.643	57.922	55.686	(21,20%)	4,02%
Diversos	790.984	190.367	79.914	315,50%	138,22%
Transferencia a propiedad. planta y equipos. neta	(13.217.277)	-	(2.448.293)	n.a.	n.a.
Gastos de silvicultura y producción forestal	6.279.899	-	-	n.a.	n.a.
Crecimiento forestal y revalorización de activos biológicos	12.658.919	-	-	n.a.	n.a.
Cambio en inventarios	(419.994)	14.780.802	-	(102,84%)	n.a.
Inventarios y activos biológicos al cierre	(108.238.486)	(73.976.336)	(11.094.075)	46,32%	566,81%
Total Costo de Ventas	**210.166.444**	**166.051.558**	**179.326.913**	**26,57%**	**(7,40%)**

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación al 31 de diciembre de	
	2023	**2022**	**2021**	**2023/2022**	**2022/2021**
		(en miles de Ps.)		*(en porcentajes)*	
Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	179.457.000	139.936.949	152.779.050	28,24%	(8,41%)
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables	19.409.265	20.199.641	20.495.496	(3,91%)	(1,44%)
Reventa de capacidad de transporte y distribución de gas	120.530.232	134.093.751	143.806.932	(10,11%)	(6,75%)
Servicios de producción forestal	5.395.181	-	-	n.a.	n.a.
Otros[(1)]	(114.625.234)	(128.178.783)	(137.754.566)	(10,57%)	(6,95%)
Total costo de ventas	**210.166.444**	**166.051.558**	**179.326.913**	**26,57%**	**(7,40%)**

(1) Incluye reventa de capacidad de distribución y transporte de gas y la gestión y operación de la central térmica CVO. Neto de ajustes y eliminaciones.

Ejercicio 2023 comparado con el ejercicio 2022

El costo de ventas correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendió a un total de Ps.210.166,44 millones, lo que representa un aumento de 26,57% con respecto a los Ps.166.051,56 millones registrados durante el año 2022. Este aumento tiene su origen, principalmente, en mayores costos de producción, los cuales se explican básicamente por las adquisiciones de compañías realizadas durante el año y los mantenimientos llevados adelante en las plantas de Luján de Cuyo y Central Costanera, habiendo todo generado mayores (i) compensaciones a empleados y otros beneficios a empleados a largo plazo, (ii) depreciaciones, (iii) consumo de materiales y repuestos, (iv) gastos de mantenimiento y (v) seguros; siendo todo parcialmente compensado por menores amortizaciones de activos intangibles.

El costo de ventas atribuible a generación de energía eléctrica de fuentes convencionales en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendió a un total de Ps.179.457,00 millones, lo que represente un incremento de 28,24% con relación a los Ps.139.936,95 millones de 2022. Este aumento se explica esencialmente por la consolidación de costos fruto de la adquisición de Central Costanera.

El costo de ventas atribuible a generación de energía eléctrica de fuentes renovables en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendió a un total de Ps.19.409,27 millones, lo que representa una disminución del 3,91% respecto de los Ps.20.199,64 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. La contracción se explica esencialmente por menores: (i) compras de energía y potencia, (ii) consumo de materiales y repuestos y (iii) impuestos y contribuciones; siendo todo parcialmente compensado por mayores gastos en compensaciones al personal.

Ejercicio 2022 comparado con el ejercicio 2021

El costo de ventas correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendió a un total de Ps.166.051,56 millones, lo que implica una caída de 7,40% frente a los Ps.179.326,91 millones registrados al 31 de diciembre de 2021. La reducción se debe principalmente a menores costos de producción, siendo éstos menores básicamente por: (i) menores gastos de mantenimiento, (ii) menores compras de energía y potencia, (iii) menor gasto en seguros y (iv) menores depreciaciones y amortizaciones; siendo todo parcialmente compensado por mayores (i) honorarios y compensaciones por servicios y (ii) consumo de materiales y repuestos.

El costo de ventas atribuible a generación de energía eléctrica de fuentes convencionales en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendió a un total de Ps.139.936,95 millones, lo que representa una caída del 8,41% respecto de los Ps.152.779,05 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Esta reducción se explica básicamente por menores gastos de mantenimiento y compras de energía y potencia, como se mencionara previamente.

El costo de ventas atribuible a generación de energía eléctrica de fuentes renovables en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendió a un total de Ps.20.199,64 millones, lo que representa una reducción del 1,44% respecto a los Ps.20.495,50 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

El costo de ventas atribuible a la reventa de capacidad de transporte y distribución de gas para el ejercicio finalizado el 31 de Diciembre de 2022 totalizó Ps.134.093,75 millones, lo que representa una caída de 6,75% frente a los Ps.143.806,93 millones registrados en el ejercicios finalizado el 31 de Diciembre de 2021. La contracción se debe básicamente a un fenómeno contable: durante 2022 la inflación fue mayor a la devaluación de la moneda, por lo que cuando los costos de 2021 se ajustan por inflación para ser reexpresados en Pesos de diciembre de 2022, el monto final es mayor a los costos corrientes de 2022.

Margen bruto

Ejercicio 2023 comparado con el ejercicio 2022

El margen bruto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendió a un total de Ps.103.401,72 millones, una disminución de 30,92% frente a los Ps.149.693,08 millones registrados al 31 de diciembre de 2022, debido a las razones citadas previamente. El margen bruto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de 32,98% en comparación con un margen bruto de 47,41% durante el mismo período en 2022.

Ejercicio 2022 comparado con el ejercicio 2021

El margen bruto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendió a un total de Ps. 149.693,08 millones, una disminución del 10,32% frente a los Ps. 166.916,85 millones registrados al 31 de diciembre de 2021, debido a las razones citadas previamente. El margen bruto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue de 47,41% en comparación con un margen bruto de 48,21% durante el mismo período de 2021.

Gastos administrativos y de comercialización

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación al 31 de diciembre de	
	2023	**2022**	**2021**	**2023/2022**	**2022/2021**
		(en miles de Ps.)		*(en porcentajes)*	
Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	28.222.382	21.064.610	21.910.617	33,98%	(3,86%)
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables	1.921.495	2.188.638	3.273.162	(12,21%)	(33,13%)
Reventa de capacidad de transporte y distribución de gas	31.126.116	28.993.257	37.701.469	7,36%	(23,10%)
Segmento forestal	1.609.817	-	-	n.a.	n.a.
Otros [1]	(31.126.116)	(28.993.257)	(37.701.466)	7,36%	(23,10%)
Total gastos administrativos y de comercialización	31.753.694	**23.253.248**	**25.183.782**	**36,56%**	**(7,67%)**

(1) Incluye la gestión y operación de la central térmica CVO. Neto de ajustes y eliminaciones.

Ejercicio 2023 comparado con el ejercicio 2022

Los gastos administrativos y de comercialización correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a un total de Ps.31.753,69 millones, un aumento de 36,56% frente a los Ps.23.253,25 millones del año 2022. El aumento se explica primordialmente por la consolidación de gastos administrativos producto de la adquisición de compañías, habiéndose incrementado: (i) gastos de mantenimiento, (ii) compensaciones a empleados y (iii) honorarios y remuneraciones por servicios; siendo todo parcialmente compensado por menores gastos en seguros.

Ejercicio 2022 comparado con el ejercicio 2021

Los gastos administrativos y de comercialización correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendieron a un total de Ps.23.253,25 millones, una disminución de 7,67% frente a los Ps.25.183,78 millones registrados al 31 de diciembre de 2021. Esta disminución obedeció primordialmente a menores: (i) impuestos, (ii) gastos de mantenimiento y (iii) honorarios y compensaciones por servicios.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Otros ingresos operativos

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación al 31 de diciembre de	
	2023	**2022**	**2021**	**2023/2022**	**2022/2021**
		(en miles de Ps.)		*(en porcentajes)*	
Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	211.721.234	106.181.448	63.549.986	99,40%	67,08%
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables	10.829.622	5.518.119	2.564.834	96,26%	115,15%
Reventa de capacidad de transporte y distribución de gas	6.263.765	4.255.737	6.101.706	47,65%	(30,25%)
Segmento forestal	15.021.037	-	-	n.a.	n.a.
Otros[1]	(6.149.427)	(4.117.892)	(5.981.409)	49,33%	(31,16%)
Total otros ingresos operativos	**237.706.231**	**111.837.412**	**66.235.117**	**112,55%**	**68,85%**

(1) Neto de ajustes y eliminaciones. Incluye la gestión y operación de la central térmica CVO.

Ejercicio 2023 comparado con el ejercicio 2022

El rubro Otros ingresos operativos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendió a un total de Ps.237.706,23 millones, un incremento de 112,55% frente a Ps.111.837,41 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Esta variación positiva se debió principalmente a un incremento en las diferencias de cambio, fruto de la depreciación del Peso argentino frente al Dólar estadounidense del 78,09%, estando asociadas las diferencias de cambio con los créditos vinculados a CVOSA. También impactó positivamente la revaluación del activo biológico, relacionado con el segmento forestal

Ejercicio 2022 comparado con el ejercicio 2021

El rubro Otros ingresos operativos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendió a un total de Ps. 111.837,41 millones, un aumento de 68,85% frente a Ps.66.235,11millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Esta variación positiva se debió principalmente a un incremento en las diferencias de cambio, fruto de la depreciación del Peso argentino frente al Dólar estadounidense del 72,47%, estando asociadas las diferencias de cambio con los créditos vinculados a CVOSA.

Otros gastos operativos

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación al 31 de diciembre de	
	2023	**2022**	**2021**	**2023/2022**	**2022/2021**
		(en miles de Ps.)		*(en porcentajes)*	
Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	10.959.900	1.850.316	4.963.256	492,33%	(62,72%)
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables	222.386	24.330	(64.134)	814,04%	(137,94%)
Reventa de capacidad de transporte y distribución de gas	1.775.586	1.467.013	1.411.710	21,03%	3,92%
Segmento forestal	3.928.976	-	-	n.a.	n.a.
Otros[1]	(1.758.058)	(1.466.515)	(1.411.711)	19,88%	3,88%
Total otros gastos operativos	**15.128.790**	**1.875.144**	**4.899.121**	**706,81%**	**(61,72%)**

(1) Incluye la gestión y operación de la central térmica CVO. Neto de ajustes y eliminaciones.

Ejercicio 2023 comparado con el ejercicio 2022

El rubro otros gastos operativos correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendió a un total de Ps.15.128,79millones, un aumento del 706,81% con respecto a los Ps.1.875,14millones registrados al 31 de diciembre de 2022. Este incremento se debió principalmente a (i) retiro de activos y (ii) gastos vinculados al segmento forestal.

Ejercicio 2022 comparado con el ejercicio 2021

El rubro otros gastos operativos correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendió a un total de Ps. 1.875,14millones, una caída del 61,72% con respecto a los Ps.4.899,12millones registrados al 31 de diciembre de 2021. La caída

obedece, esencialmente, a menores: (i) cargo para provisión de demandas y reclamos, (ii) provisión por deudores incobrables y (iii) intereses.

Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación al 31 de diciembre de	
	2023	**2022**	**2021**	**2023/2022**	**2022/2021**
		(en miles de Ps.)		*(en porcentajes)*	
Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales.....	20.360.769	(18.592.606)	(47.102.661)	209,51%	60,53%
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables.....	23.633.767	(25.077.854)	-	194,24%	(100,00)%.
Reventa de capacidad de transporte y distribución de gas……	-	-	-	n/a	n/a
Segmento forestal	-	-	-	n/a	n/a
Otros[(1)]	-	-	-	n/a	n/a
Total desvalorización de propiedades. planta y equipos y activos intangibles	**43.994.536**	**(43.670.460)**	**(47.102.661)**	**200,74%**	**7,29%**

(1) Incluye la gestión y operación de la central térmica CVO. Neto de ajustes y eliminaciones.

Ejercicio 2023 comparado con el ejercicio 2022

En 2023, la Emisora registró una ganancia de Ps.43.994,54 millones por reversión del cargo por desvalorización de propiedades, planta y equipo y activos intangible en los siguientes activos: ciclo combinado de la planta Luján de Cuyo, planta de cogeneración de San Lorenzo, los parques eólicos Manque y La Genoveva, la turbina GE (maquinaria, equipamiento y otros) y terrenos y edificios. Esto fue parcialmente compensado por el cargo por desvalorización aplicado a la planta termoeléctrica de Brigadier López. Para más información. véase Resultados Operativos – Políticas Contables Significativas – Desvalorización de propiedades. planta y equipos y activos intangibles.

En 2022, la Emisora registró un cargo por desvalorización de propiedades. planta y equipo y activos intangible de Ps.43.670,46 millones, principalmente relacionado con una reducción en el valor de uso de los siguientes activos, el cual fue menor a su valor de libros previamente registrado: planta de cogeneración de San Lorenzo y los parques eólicos Manque y La Genoveva. Para más información véase "*Resultados Operativos – Políticas Contables Significativas – Desvalorización de propiedades. planta y equipos y activos intangibles"*.

Ejercicio 2022 comparado con el ejercicio 2021

En 2022, la Emisora registró un cargo por desvalorización de propiedades. planta y equipo y activos intangible de Ps.43.670,46 millones, principalmente relacionado con una reducción en el valor de uso de los siguientes activos, el cual fue menor a su valor de libros previamente registrado: planta de cogeneración de San Lorenzo y los parques eólicos Manque y La Genoveva.
Para más información. véase Resultados Operativos – Políticas Contables Significativas – Desvalorización de propiedades. planta y equipos y activos intangibles.

En 2021, la Emisora registró un cargo por desvalorización de propiedades. planta y equipo y activos intangible de Ps.47.102,66 millones, principalmente relacionado con una reducción en el valor de uso de los siguientes activos, el cual fue menor a su valor de libros previamente registrado: planta termoeléctrica de Brigadier López, planta de ciclo combinado de Luján de Cuyo, planta de ciclo combinado de Nuevo Puerto y planta de cogeneración de San Lorenzo. Algunos de los factores que incidieron en esta reducción del valor de uso fueron la limitada vida útil de algunos de estos activos, la incertidumbre económica y los efectos de la derogación, mediante la Resolución N° 440/21, del mecanismo de actualización de precios del mercado spot establecido por la Resolución N° 31/20 de la Secretaría de Energía.
.
Para más información. véase Resultados Operativos – Políticas Contables Significativas – Desvalorización de propiedades. planta y equipos y activos intangibles.

Ganancia operativa

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			Variación al 31 de diciembre de	
	2023	**2022**	**2021**	**2023/2022**	**2022/2021**
		(en miles de Ps.)		*(en porcentajes)*	
Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales.....	259.542.322	175.969.024	105.524.310	47,49%	66,76%
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables.....	68.136.962	14.894.422	47.687.033	357,47%	(68,77%)
Reventa de capacidad de transporte y distribución de gas.....	1.006.571	4.829.222	9.904.264	(79,16%)	(51,24%)
Segmento forestal.....	9.902.276	-	-	n.a.	n.a.
Otros[(1)].....	(368.128)	(2.961.029)	(7.149.206)	(87,57%)	(58,58%)
Total ganancia operativa	**338.220.003**	**192.731.639**	**155.966.401**	**75,49%**	**23,57%**

(1) Incluye la gestión y operación de la central térmica CVO. Neto de ajustes y eliminaciones.

Ejercicio 2023 comparado con el ejercicio 2022

Por las razones citadas arriba, la ganancia operativa generada en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendió a un total de Ps.338.220,00 millones. un incremento de 75,49%% frente a los Ps.192.731,64 millones registrados al 31 de diciembre de 2022. Esto se explica principalmente por (i) menores ventas, tal como fuera mencionado previamente, (ii) mayores costos de producción producto de la adquisición de compañías; siendo todo totalmente compensado por (i) la reversión del cargo por desvalorización y (ii) resultados positivos generados por diferencias de cambio sobre el crédito CVOSA.

Ejercicio 2022 comparado con el ejercicio 2021

Por las razones citadas arriba, la ganancia operativa generada en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendió a un total de Ps. 192.731,64 millones. un aumento de 23,57% frente a los Ps. 155.966,40 millones registrados al 31 de diciembre de 2021. Esto se explica principalmente por (i) un crecimiento en las ventas de vapor y la reventa de capacidad de transporte y distribución de gas, (ii) una ganancia por diferencias cambio y (iii) una reducción en el costo de ventas, debido esencialmente a menores (x) gastos de mantenimiento, (y) compras de energía y potencia y (z) un significativo menor crecimiento en (a) depreciaciones y (b) consumo de materiales y repuestos.

Resultado por exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda

Ejercicio 2023 comparado con el ejercicio 2022

La pérdida por exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendió a un total de Ps.126.512,59 millones, un aumento de 33,36% frente a los Ps.94.864,44 millones registrados al 31 de diciembre de 2022.

Ejercicio 2022 comparado con el ejercicio 2021

La pérdida por exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendió a un total de Ps. 94.864,44millones, un aumento de 845,52% frente a la pérdida de Ps.10.033,04 millones registrados al 31 de diciembre de 2021.

Ingresos financieros

Ejercicio 2023 comparado con el ejercicio 2022

Los ingresos financieros generados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a un total de Ps.230.203,83 millones, un incremento de 189,46% frente a los Ps.79.527,41 millones registrados al 31 de diciembre de 2022. Esta variación obedeció primordialmente a (i) un aumento del 237,34% en los intereses devengados, desde Ps.1.720 millones en 2022 a Ps.5.800 millones en 2023; (ii) un aumento de 213,71% en la ganancia derivada de la valuación a valor razonable de activos financieros, que aumentó de Ps.69,97 mil millones en 2022 a Ps.219,49 mil millones en 2023; siendo todo parcialmente compensado por una disminución del 37,37% en el resultado de swaps de tasas de interés, que disminuyó de Ps. 7,84 mil millones en 2022 a Ps.4,91 mil millones en 2023.

Ejercicio 2022 comparado con el ejercicio 2021

Los ingresos financieros generados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendieron a un total de Ps. 79.527,91 millones, un aumento de 574,87% frente a los Ps.11.784,11 millones registrados al 31 de diciembre de 2021. Este aumento obedeció primordialmente a (i) un aumento del 628,98% en los intereses devengados, desde Ps.0,24 mil millones en 2021 a Ps.1,72 mil millones en 2022; (ii) un aumento de 730,34% en la ganancia derivada de la valuación a valor razonable de activos financieros, que aumentó de Ps.8,43 mil millones en 2021 a Ps.69,97 mil millones en 2022 y (iii) un aumento del 151,19% en resultados de swaps de tasas de interés, los cuales aumentaron de Ps.3,12 mil millones en 2021 a Ps.7,84 mil millones en 2022.

Gastos financieros

Ejercicio 2023 comparado con el ejercicio 2022

Los gastos financieros en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a un total de Ps.356.774,38 millones. un incremento de 163,66% frente a los Ps.135.316,23 millones registrados al 31 de diciembre de 2022. Esta variación obedeció primordialmente a una mayor diferencia de cambio, que pasó de Ps.113,17 mil millones en 2022 a Ps.328,25 mil millones en 2023, debido principalmente a una mayor depreciación del peso argentino.

Ejercicio 2022 comparado con el ejercicio 2021

Los gastos financieros en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendieron a un total de Ps.135.316,23 millones, un aumento de 25,21% frente a los Ps. 108.067,19 millones registrados al 31 de diciembre de 2021. Si bien se registraron mayores diferencias de cambio en 2022 respecto a 2021 (pasaron de Ps.74,99 mil millones en 2021 a Ps.113,17 mil millones en 2022), debido a la mayor depreciación del Peso, el ajuste por inflación aplicado sobre los valores de 2021 generaron un monto mucho mayor al registrado para 2022. Por ende, la caída del 35,72% se debe, esencialmente, a un fenómeno de índole contable.

Resultados por participación en asociadas

Ejercicio 2023 comparado con el ejercicio 2022

Los resultados por participación en asociadas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a una ganancia de Ps.6.115,78 millones en 2023 en comparación con una ganancia de Ps.347,33 millones en 2022, principalmente como resultado de ganancias en la operación de Ecogas durante 2023.

Ejercicio 2022 comparado con el ejercicio 2021

Los resultados por participación en asociadas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendieron a una ganancia de Ps.347,33 millones en comparación con una pérdida de Ps.3.423,27 millones en 2021, principalmente como resultado de la pérdida derivada de las operaciones de Ecogas en 2021.

Resultado por adquisición de participación en sociedades

Ejercicio 2023 comparado con el ejercicio 2022

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 se registró una ganancia Ps.72.645,36 millones como resultado de la adquisición de las sociedades Central Costanera S.A, Empresas Verdes Argentina S.A., Las Misiones S.A. y Estancia Celina S.A. Ver Nota 2.3.20 de los Estados Financieros Consolidados Auditados para el año terminado el 31 de diciembre de 2023.

Ejercicio 2022 comparado con el ejercicio 2021

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 se registró una ganancia Ps.37.911,29 millones como resultado de la adquisición de las sociedades Forestal Argentina S.A. y Loma Alta Forestal S.A. Ver Nota 2.2.20 de los Estados Financieros Consolidados Auditados para el año terminado el 31 de diciembre de 2022.

Impuesto a las ganancias

Ejercicio 2023 comparado con el ejercicio 2022

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

El impuesto a las ganancias en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendió a un total de Ps.17.938,13 millones, una disminución de 14,28% frente a Ps.20.927,23 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Las tasas efectivas del impuesto de 2023 y 2022 fueron de 10,94% y 26,05%, respectivamente. Esta disminución obedeció principalmente a efectos contables generados por el hecho de que la adquisición de participaciones en compañías no generó cargos por impuesto a las ganancias y, a su vez, a la caída en el saldo de impuesto diferido como consecuencia del reconocimiento de pérdidas durante el año.

Ejercicio 2022 comparado con el ejercicio 2021

El impuesto a las ganancias en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendió a un total de Ps.20.927,23 millones, una disminución del 58,28%, frente a Ps 50.155,95 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Las tasas efectivas del impuesto de 2022 y 2021 fueron de 26.05% y 108.50%, respectivamente. Esta disminución obedeció principalmente a cambios en la alícuota del impuesto a las ganancias que se produjeron en 2021, efectos fiscales de combinación de negocios y efectos relacionados con el descuento del impuesto a las ganancias a pagar.

Resultado neto del ejercicio

Ejercicio 2023 comparado con el ejercicio 2022

Por las razones citadas arriba, la ganancia neta correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendió a un total de Ps.145.960,87 millones frente a una ganancia de Ps.59.410,27 millones registrados al 31 de diciembre de 2022.

Ejercicio 2022 comparado con el ejercicio 2021

Por las razones citadas arriba, la ganancia neta correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendió a un total de Ps.59.410,27 millones frente a una pérdida de Ps.3.929,94 millones registrados al 31 de diciembre de 2021.

Liquidez y recursos de capital

Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora registraba disponibilidades por la suma de Ps.13.470,49 millones y otros activos financieros corrientes por la suma de Ps.89.838,08 millones. Para más información. véase la Nota 13 y 10.5 de los estados financieros consolidados auditados de la Emisora por el período anual finalizado el 31 de diciembre de 2023. Al 31 de marzo de 2024, la Emisora registra disponibilidades por la suma de Ps.5.248,81 millones y otros activos financieros corrientes por la suma de Ps.85.640,78 millones. Para más información, véase la Nota 7.4 de los estados financieros consolidados condensados de la Emisora por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024.

Las principales fuentes de liquidez de la Emisora han sido los fondos generados por las actividades operativas.

Las cuentas por cobrar de CAMMESA son una importante fuente de liquidez de la Emisora. Al 31 de diciembre de 2023, los créditos por ventas y otros créditos corrientes de CAMMESA ascendían a un total de Ps. 137.369,49millones. Al 31 de marzo de 2024, dicha cuenta registró un saldo de Ps.214.174,42 millones.

Los principales requerimientos de fondos de la Emisora se relacionan con pagos en virtud de préstamos y otros acuerdos financieros; sueldos de los empleados; gastos de operación, mantenimiento y adquisición de activo fijo, distribución de dividendos; impuestos; otros gastos generales y aportes a las afiliadas (utilizado en adquisiciones de subsidiarias y asociadas). En el futuro, es posible que la Emisora tenga mayores requerimientos de capital producto de proyectos para ampliar su capacidad de generación. Véase *"El Estado de Emergencia del Sector Eléctrico Argentino—Propuesta de ampliación de la capacidad de generación de la Emisora".*

En el pasado hemos utilizado parte de nuestros fondos excedentes para el pago de dividendos. Durante 2023, hemos aprobamos y distribuimos dividendos a nuestros accionistas. Ver "Políticas de la Emisora - Política de Dividendos".

Los préstamos y otras financiaciones de la Emisora contienen compromisos habituales para facilidades de cada tipo, incluyendo: (i) ciertas limitaciones a realizar consolidaciones, fusiones y ventas de activos; (ii) restricciones al incurrimiento de deuda adicional; (iii) restricciones al pago de dividendos; (iv) limitaciones a la realización de gastos de capital y (v) restricciones al incurrimiento de gravámenes. Ciertos supuestos de incumplimiento y compromisos están sujetos a determinados umbrales y excepciones. La Emisora no prevé que estas restricciones tengan un impacto significativo en su capacidad para cumplir sus obligaciones en efectivo. A la fecha de este Prospecto, la Emisora se encuentra en cumplimiento de todos sus compromisos de deuda.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

La Emisora no descarta la opción de explorar opciones de financiación alternativas si las condiciones son favorables.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora tiene líneas de crédito no utilizadas con bancos comerciales por un total de aproximadamente Ps.89,8 mil millones.

El 31 de julio de 2020, nuestra Asamblea Extraordinaria de Accionistas aprobó la creación de un nuevo Programa Global (el "Programa") de emisión de bonos por un monto máximo de hasta US$500.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor), pudiendo emitirse los valores negociables a corto, mediano o largo plazo. Los títulos serán simples, no convertibles en acciones, con términos y condiciones definidos en el Programa. Asimismo, se otorgó al Directorio las facultades de determinar y establecer las condiciones del Programa y de los valores negociable a emitirse, siempre que no hubieran sido determinados expresamente en la Asamblea de Accionistas. El 29 de octubre de 2020, la CNV aprobó la creación de dicho programa, el cual vencerá el 29 de octubre de 2025, de acuerdo con la normativa vigente.

En el marco de este Programa, emitimos dos tipos de bonos. Por un lado, la Clase A, con integración y liquidación en dólares estadounidenses en el exterior, a reembolsarse en la misma moneda. La liquidación tuvo lugar el 17 de septiembre de 2023. Las características de este título son las siguientes: (i) valor nominal emitido: US$ 37.232.818, (ii) tasa de interés, determinada mediante licitación: 7%, (iii) periodicidad del cupón de interés: seis meses, (iv) amortización: bullet, (v) plazo: 30 meses a contar a partir del 17 de septiembre de 2023, y (vi) ley aplicable y lugar de depósito: Argentina, Caja de Valores S.A. Por otro lado, la Clase B, un bono internacional denominado "10% Senior Notes due 2025", con integración y liquidación en dólares estadounidenses en el exterior, a reembolsarse en la misma moneda. La liquidación de este título, emitido bajo esquema Reg S, tuvo lugar el 17 de octubre de 2023. Las características de este bono son las siguientes: (i) valor nominal emitido: US$50.000.000, (ii) tasa de interés, determinada mediante licitación: 10%, (iii) periodicidad del cupón de interés: seis meses, (iv) amortización: bullet, (v) plazo: 24 meses a contar a partir del 17 de octubre de 2023, y (vi) Ley aplicable y lugar de depósito: Nueva York, Euroclear.

Finalmente, el 20 de octubre de 2023 decidimos reabrir la emisión de la Clase A. Este procedimiento permite incrementar el valor nominal inicialmente ofertado en el mercado, incrementando el financiamiento obtenido originalmente. El mecanismo implica la determinación de un nuevo período de subscripción ofreciendo en el mercado un título que replica las condiciones de un bono ya ofrecido, incorporando la tasa de interés determinada en la oferta inicial (7%) y dejando a la demanda la subasta del precio. Como resultado de este proceso, emitimos US$10.000.000 adicionales para el bono Clase A, con un precio de emisión del 102,9%.

El 19 de octubre de 2023 realizamos un prepago del préstamo sindicado celebrado con Citibank N.A., JP Morgan Chase Bank N.A. y Morgan Stanley Senior Funding INC por un monto de US$49.043.078. Este prepago permitió a Central Puerto a realizar pagos de dividendos que estaban restringidos por este préstamo. Luego de dicho pago, el principal adeudado ascendía a US$ 6.056.922, el cual fue pagado en su totalidad el 12 de enero de 2024. Como consecuencia de estos eventos, a la fecha del presente prospecto, la Compañía no tiene restricciones asociadas con este préstamo para pagar dividendos.

En cuanto a CP Manque S.AU. y CP Los Olivos S.A.U., los bonos Clase I fueron pagados en su totalidad el 2 de septiembre de 2023.

Para el año 2024, el flujo de pagos de deuda de la Emisora asciende a aproximadamente 58,9 millones de dólares.

La Emisora considera que sus fuentes de liquidez, las cuales están dadas principalmente por los resultados de sus operaciones, serán suficientes para cubrir los requerimientos para hacer frente al servicio de la deuda y sus necesidades de capital de trabajo en el futuro cercano. Asimismo, no se prevén requerimientos significativos de gastos de capital, salvo por el proyecto de cierre de ciclo de Brigadier López, el parque solar San Carlos y los pagos mencionados más arriba.

No obstante, todo futuro deterioro de la situación económica actual podría resultar en un deterioro de las finanzas de la Compañía, en un contexto de falta de acceso o reducción sustancial de la disponibilidad de crédito en los mercados financieros, lo que podría afectar la situación financiera de la Emisora y los resultados de sus operaciones. Véase *"Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina"*

Créditos de CAMMESA

La Emisora tiene acreencias documentadas como LVFVD por saldos impagos de CAMMESA relacionados con ventas de energía eléctrica correspondiente al período 2008-2011. Para más información. véase "Información sobre la Emisora—FONINVEMEM y programas similares". Bajo esos programas, la Emisora tiene derecho a percibir las cuentas por cobrar, incluyendo intereses, en cuotas mensuales por el plazo de 10 años a partir de la fecha de habilitación comercial de la central de ciclo combinado CVOSA. Para más información, véase "Información sobre la Emisora —FONINVEMEM y programas similares".

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Una vez otorgadas las habilitaciones comerciales a la central eléctrica Manuel Belgrano (el 7 de enero de 2010) y a la central eléctrica San Martín (el 2 de febrero de 2010), la Emisora comenzó a cobrar dichos créditos en pagos mensuales por ventas de energía eléctrica a CAMMESA consumadas desde enero de 2004 hasta diciembre de 2007. Al 31 de diciembre de 2020, la Emisora cobró totalidad de las cuotas vinculadas a las acreencias generadas por las LVFVD del período 2004-2007.

El 20 de marzo de 2018, CAMMESA otorgó la Habilitación Comercial a la central térmica Central Vuelta de Obligado (CVO) en el MEM como una planta de ciclo combinado. Esto le otorgó a la Emisora el derecho a recibir el cobro de los créditos comerciales bajo el Acuerdo de CVO. A fin de iniciar los cobros, tuvo que firmarse un PPA entre el Fideicomiso de CVO y CAMMESA, mediante el cual el Fideicomiso de CVO realiza ventas de energía y, en consecuencia, recibe el flujo de fondos para pagar los créditos comerciales.

El PPA fue firmado el 7 de febrero de 2019. con efectos retroactivos al 20 de marzo de 2018, fecha de inicio de la operación comercial de la planta CVO. Como resultado, el cronograma de amortización original del Acuerdo de CVO se encuentra con plena vigencia y efectos. Al 31 de diciembre de 2023, los "créditos LVFVD 2008-2011", vinculados a la construcción de CVO, totalizaban Ps.205,08 mil millones.

Una vez que la planta de ciclo combinado CVO inició sus operaciones, en el caso de créditos devengados entre 2008 y septiembre 2010, la suma a pagar fue convertida a Dólares Estadounidenses, al tipo de cambio vigente a la fecha del Acuerdo de CVO (es decir. el 25 de noviembre de 2010), el cual es Ps.3,97 por US$ 1,00. Asimismo, ciertos créditos que se devengaron luego de septiembre de 2010 y que también fueron incluidos en el Acuerdo de CVO, fueron convertidos a dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente a la fecha de vencimiento de cada operación de venta mensual. La suma total estimada adeudada era US$ 548 millones más intereses devengados luego de la Habilitación Comercial de CVO. Los pagos mensuales denominados en dólares estadounidenses en virtud del Acuerdo de CVO son pagaderos en pesos convertidos al tipo de cambio aplicable en la fecha de cada pago mensual.

Los créditos en el marco del Convenio CVO se incluyen en la línea Deudores Comerciales de CAMMESA. Los créditos CVO están denominados en dólares estadounidenses y devengan una tasa TERM SOFR + spread de ajuste crediticio (CAS) equivalente a 0,11448% más un margen del 5%.

Como resultado de la adquisición de Central Costanera, la Emisora ha incorporado la parte del acuerdo CVO que esta compañía tenía derecho a recibir por las cuentas por cobrar de LVFVD 2008-2011. Al 31 de diciembre de 2023, el crédito por este concepto ascendió a US$17,86 millones, acumulado desde el 17 de febrero de 2023.

Durante 2022, recaudamos Ps.38,64 mil millones en cuentas por cobrar CVO, medidas en pesos al 31 de diciembre de 2023. Durante 2023, recaudamos Ps.36,94 mil millones en cuentas por cobrar de CVO, medidas en pesos al 31 de diciembre de 2023.

Adicionalmente, manteníamos cuentas por cobrar en forma de LVFVD por los saldos impagos de CAMMESA relativos a la venta de energía eléctrica a CAMMESA bajo el concepto de remuneración fiduciaria adicional desde 2012. El 3 de septiembre de 2019, CAMMESA y Central Puerto (de acuerdo con una oferta general realizada a todos los generadores) celebraron un acuerdo definitivo para liquidar el saldo deudor de LVFVD. Como resultado, se logró una reducción del 18% del monto principal y los intereses devengados a dicha fecha. Además, renunciamos a cualquier reclamación relacionada con dichos créditos.

Flujo de fondos

El siguiente cuadro presenta el flujo de fondos proveniente de las actividades operativas, de inversión y de financiamiento de la Emisora para los períodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	(en miles de Ps.)		
	2023	**2022**	**2021**
Flujo neto de fondos procedente de las operaciones	125.614.776	173.261.569	157.934.095
Flujo neto de fondos utilizado en actividades de inversión	(63.577.512)	(97.345.541)	(42.002.152)
Flujo neto de fondos (utilizado en) procedente de actividades de financiamiento	(79.753.979)	(50.780.490)	(116.266.519)
(Disminución) Aumento de efectivo y colocaciones a corto plazo	**(17.716.715)**	**25.135.538**	**(334.576)**

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Flujo neto provisto por las operaciones

Ejercicio 2023 comparado con el ejercicio 2022

El flujo neto de fondos provisto por las operaciones disminuyó un 27,50% a Ps. 125,61mil millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 desde Ps. 173,26 mil millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Dicha variación obedece principalmente a (i) una ganancia del ejercicio antes de impuesto a las ganancias de Ps. 163,90 mil millones, y (ii) Ps. 29,32 mil millones en cobro de intereses de clientes - incluidos los del FONI-, que fue parcialmente compensado por (iii) Ps. 34,34 mil millones en pagos de impuesto a las ganancias del período, (iv) ajustes no monetarios en la utilidad de la operación de Ps. 27,34 mil millones, y (v) Ps. 5,09 mil millones en variaciones negativas del capital de trabajo.

Ejercicio 2022 comparado con el ejercicio 2021

El flujo neto de fondos provisto por las operaciones aumentó un 9,70% a Ps. 173,26 mil millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, desde Ps. 157,93 mil millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Dicha variación obedece principalmente a (i) una ganancia del ejercicio antes de impuesto a las ganancias de Ps. 80,34 mil millones, (ii) ajustes no monetarios en la utilidad de la operación -pérdida- de Ps. 65,67 mil millones de (a) Ps. 60,57 mil millones en depreciaciones y amortizaciones, (b) Ps. 43,67 mil millones en deterioro de propiedad, planta y equipo y activos intangibles, (c) Ps. 20,71 mil millones en intereses ganados de clientes, (d) Ps. 55,79 mil millones en ingresos financieros -netos de costos-, (e) Ps.37,91 mil millones -ganancia- como resultado por adquisición de participación en sociedades, (f) Ps. 85,08 mil millones en diferencia de cambio de clientes, (g) Ps. 52,08 mil millones -pérdida- en concepto de resultado por exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda, (h) Ps. 4,17 mil millones -ganancia- en recupero de seguros, (i) Ps. 0,06 mil millones de utilidad por venta de propiedades, planta y equipo, (j) Ps. 1,59 mil millones de provisión por desvalorización de materiales, (k) movimiento de provisiones y cargo plan de beneficios a largo plazo a los empleados de Ps. 1,07 mil millones, (l) Ps. 0,82 mil millones en deducción de créditos fiscales, y (m) Ps. 0,35 mil millones en ganancia por participación en los resultados netos de asociadas, (iii) una disminución de Ps. 31,26 mil millones de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar -principalmente relacionado con la recaudación del Foni-, (iv) una disminución de Ps. 10,56 mil millones de otros activos no financieros y de inventarios, (v) Ps. 18,03 mil millones de cobro de intereses de clientes - incluidos los del FONI- y (vi) Ps. 3,92 mil millones de cobro de seguros; que fue parcialmente compensado por (vii) Ps. 25,06 mil millones en recupero de impuesto a las ganancias y (viii) Ps. 11,47 mil millones en el saldo de cuentas por pagar comerciales, otras cuentas por pagar, otros pasivos no financieros y pasivos por beneficios a los empleados.

Flujo neto utilizado en las actividades de inversión

Ejercicio 2023 comparado con el ejercicio 2022

El flujo neto de fondos utilizado en las actividades de inversión disminuyó un 34,69% a Ps. 63,58 mil millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, desde Ps. 97,35 mil millones para el año finalizado el 31 de diciembre de 2022. La variación obedeció principalmente a (i) Ps. 22,79 mil millones por la adquisición de activos financieros a corto plazo, netos, que fueron inferiores a los de 2022 y 2021, (ii) Ps. 36,02 mil millones por pagos efectuados para la adquisición de subsidiarias y asociadas, neto del efectivo adquirido, principalmente relacionado con la adquisición de las sociedades Central Costanera S.A., Empresas Verdes Argentina S.A., Las Misiones S.A. y Estancia Celina S.A., (iii) Ps. 9,83 mil millones en compra de propiedades, planta y equipo e inventarios, (iv) Ps. 1,66 mil millones en el Programa de recompra de acciones propias; lo cual fue parcialmente compensado por (v) Ps. 6,73 mil millones en dividendos cobrados.

Ejercicio 2022 comparado con el ejercicio 2021

El flujo neto de fondos utilizado en las actividades de inversión aumentó un 131,76% a Ps. 97,35 mil millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, desde Ps. 42,00 mil millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. La variación obedeció principalmente a (i) Ps. 55,59 mil millones por la adquisición de activos financieros a corto plazo, netos, que fueron mayores a los de 2021, (ii) Ps. 32,25 mil millones por pagos efectuados para la adquisición de subsidiarias y asociadas, neto del efectivo adquirido, principalmente relacionado con la adquisición de las sociedades Forestal Argentina S.A./Loma Alta Forestal S.A. y (iii) Ps. 10,43 mil millones en compra/venta de propiedad, planta y equipo e inventarios; y (iv) Ps. 0,09 mil millones en el Programa de recompra de acciones; lo cual fue parcialmente compensado por (v) Ps. 0,88 mil millones en dividendos cobrados.

Flujo neto (utilizado en) provisto por las actividades de financiamiento

Ejercicio 2023 comparado con el ejercicio 2022

El efectivo neto utilizado en actividades de financiamiento aumentó un 57,06% a Ps.79,75 mil millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con Ps.50,78 mil millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2022. El resultado fue impulsado principalmente por (i) pagos de préstamos a largo plazo pagos, los cuales totalizaron Ps.93,10 mil millones; (ii) pagos de intereses y costos financieros, principalmente relacionados con préstamos de largo plazo, que totalizaron Ps.25,36 mil millones; (iii) dividendos pagados, que ascendieron a Ps.21,91 mil millones; (iv) Ps.4,81 mil millones por la cancelación de adelantos en cuentas corrientes bancarias, netos y (v) Ps.6,47 mil millones en pagos por recompra de bonos de Manque y Los Olivos; siendo todo parcialmente compensado por préstamos recibidos por Ps.71,91 mil millones.

Ejercicio 2022 comparado con el ejercicio 2021

El flujo neto de fondos utilizado por las actividades de financiamiento disminuyó un 56,32% a un total de Ps.50,78 mil millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, frente a un flujo neto de fondos utilizado por las actividades de financiamiento de Ps.116,27 mil millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Esta variación se debió principalmente a (i) pagos de préstamos a largo plazo, que totalizaron Ps.26,33 mil millones; (ii) pagos de intereses y costos financieros, principalmente relacionados con préstamos a largo plazo, que totalizaron Ps.19,83 mil millones, y (iii) dividendos pagados, que totalizaron Ps.11,17 mil millones; siendo todo parcialmente compensado por Ps.6,34 mil millones en adelantos en cuentas corrientes bancarias y cuentas comitentes recibidos, neto.

Gastos de capital

El siguiente cuadro presenta los gastos de capital de la Emisora para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	(en miles de Ps.)		
	2023	**2022**	**2021**
Terrenos y edificios	67.571.064	36.254.648	30.440
Máquinas. equipos. turbogrupos y equipos auxiliares	70.465.725	11.282	-
Turbinas	201.382	-	-
Turbinas a gas	-	-	8.785
Obras en curso	15.447.919	3.155.466	30.761.900
Otros	2.137.433	747.715	728.037
Total	**155.823.523**	**40.169.111**	**31.529.162**

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, realizamos gastos de capital totales por 155.820 millones de pesos, en comparación con 40.170 millones de pesos en 2022. Durante 2023, las principales adiciones a los activos fijos y terrenos se explican por la adquisición de Central Costanera S.A, Empresas Verdes Argentina S.A., Las Misiones S.A., Estancia Celina S.A., Cordillera Solar VIII y CP Servicios Renovables S.A. La adquisición de Cordillera Solar VIII y CP Servicios Renovables S.A. se ha contabilizado como una adquisición de activos de conformidad con la NIIF 3, mientras que las adquisiciones de Central Costanera S.A, Empresas Verdes Argentina S.A., Las Misiones S.A. y Estancia Celina S.A. estuvieron sujetas a las normas sobre combinaciones de negocios. La Emisora ha financiado estos gastos de capital con ingresos procedentes de emisiones de deuda y efectivo generado por sus operaciones.

Dependiendo de los plazos de construcción del cierre de Brigadier López y del proyecto de parque solar de San Carlos, la compañía podría financiar estos gastos de capital utilizando los flujos de caja de sus operaciones y/o utilizando fuentes de financiación externas.

Participaciones en DGCU y en DGCE

Además de las inversiones en activos físicos, el 23 de julio de 2014, la Emisora firmó acuerdos a los efectos de adquirir, en forma directa e indirecta, y sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, participaciones accionarias en DGCU y DGCE junto con un consorcio de inversión. Las condiciones para la adquisición establecidas en el acuerdo se cumplieron oportunamente, por lo que con fecha 7 de enero de 2015 se produjo la transferencia de las acciones.

En consecuencia, computando las participaciones directas e indirectas involucradas, la Emisora adquirió (i) una participación equivalente al 21,58% del paquete accionario de DGCU, y (ii) una participación equivalente al 40,59% del paquete accionario de DGCE.

Asimismo. de acuerdo con lo establecido por la Ley de Mercados de Capitales y las Normas de la CNV, y atento a la participación controlante de Central Puerto en DGCU, compartida con el consorcio de compradores descripto anteriormente, el Directorio de la Emisora resolvió participar proporcionalmente en la oferta pública de adquisición (en adelante, "OPA") lanzada por el consorcio de compradores, a fin de adquirir la totalidad de las acciones emitidas y en circulación de DGCU que no sean de propiedad. directa o indirectamente, de la Emisora o de alguno de los integrantes del consorcio de compradores. Con fecha 30 de octubre de 2015, el Directorio de la CNV aprobó la OPA. Una vez finalizado este proceso en enero de 2016, atento a que no se aceptó ninguna oferta, finalmente no se concretó la compra de acciones objeto de la OPA.

Deuda

Al 31 de diciembre de 2023. la deuda total de la Emisora era de Ps. 342,37 mil millones. de los cuales el 100.00% estaba denominado en Dólares Estadounidenses. El siguiente cuadro muestra las deudas de la Emisora a esas fechas:

	Al 31 de diciembre de	
	2023	
	(en miles de US$)	*(en miles de Ps.)*
Deuda corriente	60.002	48.508.515
Deuda no corriente	363.490	293.863.593

Préstamo del Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)

Con fecha 26 de marzo de 2019 la Sociedad suscribió un contrato de préstamo con KfW por un monto de US$ 56 millones para financiar la adquisición de dos turbinas de gas. equipamiento y servicios relacionados. correspondientes al proyecto Luján de Cuyo.

De acuerdo con los términos del contrato, este préstamo devenga una tasa de interés anual igual a LIBOR más 1.15% y es amortizable trimestralmente en 47 cuotas iguales y consecutivas a partir de los 6 meses de ocurrida la puesta en marcha de las turbinas de gas y su equipamiento, lo que tuvo lugar el 5 de octubre de 2019.

Con motivo de la discontinuación de la tasa LIBOR, ocurrida el 30 de junio de 2023, la Sociedad y KfW enmendaron el contrato de préstamo con fecha 30 de junio de 2023, reemplazando la tasa LIBOR por la Secured Overnight Financing Rate (SOFR) más un Credit Adjustment Spread (CAS) de 0,26161%. El préstamo es amortizable trimestralmente en 47 cuotas iguales y consecutivas a partir de los 6 meses de ocurrida la puesta en marcha de las turbinas de gas y su equipamiento.

Durante el ejercicio 2019 se completaron los desembolsos previstos para este préstamo por un total de US$ 55.2 millones. De conformidad con el contrato de préstamo, entre otras obligaciones asumidas, Central Puerto se ha comprometido a mantener un índice de endeudamiento de (a) al 31 de diciembre de 2019, no más de 4.00:1.00; y (b) a partir de dicha fecha. no más de 3.5:1.00. La verificación de esta obligación es anual. Al 31 de diciembre de 2023, la Sociedad ha cumplido con dicho requerimiento.

Al 31 de diciembre de 2023, el saldo de este préstamo asciende a US$ 30,34 millones. aproximadamente equivalente a Ps. 24,53 mil millones. neto de costos de transacción.

Préstamo del Citibank N.A., JP Morgan Chase Bank N.A. y Morgan Stanley Senior Funding INC.

Con fecha 12 de junio de 2019. la Sociedad suscribió un contrato de préstamo con Citibank N.A., JP Morgan Chase Bank N.A. y Morgan Stanley Senior Funding INC, por un monto de US$ 180 millones para financiar la adquisición de la Central Termoeléctrica Brigadier López.

De acuerdo con los términos del contrato. este préstamo devenga una tasa de interés anual ajustable en base a la tasa LIBOR más un margen. Con motivo de la discontinuación de la tasa LIBOR, ocurrida el 30 de junio de 2023, la Sociedad y Citibank N.A., JP Morgan Chase Bank N.A. y Morgan Stanley Senior Funding INC. Enmendaron el contrato de préstamo con fecha 16 de agosto de 2023, reemplazando la tasa LIBOR por la Secured Overnight Financing Rate (SOFR) más un Credit Adjustment Spread (CAS) de 0,26161% aplicable a partir del 12 de septiembre de 2023.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

De conformidad con el contrato de préstamo, entre otras obligaciones asumidas, Central Puerto se ha comprometido a mantener (i) un índice de endeudamiento de no más de 2.25:1.00; (ii) un índice de cobertura de intereses de no menos de 3.50:1.00 y (iii) un patrimonio neto mínimo de US$ 500 millones.

Con fecha 14 de junio de 2019 los fondos del préstamo han sido desembolsados en su totalidad.

Con fecha 15 de septiembre de 2020 el BCRA publicó la Comunicación "A" 7106, que estableció ciertas restricciones para el acceso al mercado de cambios para el repago de deuda financiera donde habilitaba el pago de hasta el 40% de las cuotas mayores a USD 1 millón cuyo vencimiento operaba entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de marzo de 2021, estableciendo que se debía presentar un plan de refinanciación para los montos pendientes que debería cumplir ciertas condiciones establecidas en la norma, entre otras que el repago tuviera una vida promedio mayor a 2 años. De esta forma, las cuotas del préstamo con vencimiento en diciembre de 2020 y marzo de 2021 quedaron alcanzadas por las disposiciones de dicha norma.

Con fecha 22 de diciembre de 2020, la Sociedad firmó una enmienda al contrato de préstamo modificando, entre otros términos, el calendario de amortización. a fin de dar cumplimiento a lo requerido por la Comunicación "A" 7106, postergándose parcialmente las cuotas con vencimiento en diciembre de 2020 y marzo de 2021, extendiéndose el plazo final de pago hasta junio de 2023, incorporando amortizaciones mensuales desde enero de 2021 y hasta enero de 2022, y manteniendo las amortizaciones previstas en el cronograma inicial para junio. septiembre y diciembre de 2021 equivalentes cada una de ellas al 20% del capital. En el mes de diciembre de 2020 se canceló el 40% de la cuota prevista para dicho mes, dando así cumplimiento a la normativa vigente y a la mencionada enmienda. A su vez, como parte de la misma, se incrementaron en dos puntos básicos las tasas de interés aplicables a partir del 12 de diciembre de 2020.

Dentro de las modificaciones acordadas se incluye una limitación para el pago de dividendos durante 2021 y un máximo permitido para 2022 de US$ 25 millones. Asimismo, se instrumentó un acuerdo de garantías que incluye la prenda de las turbinas de la Central Brigadier López, una hipoteca sobre el terreno en el que está asentada dicha central y una cesión de garantía pasiva de cobranzas de LVFDV.

Las restricciones reglamentarias introducidas por la Comunicación “A” 7106 fueron prorrogadas hasta el 31 de diciembre de 2021 por la Comunicación "A" 7230, de forma tal que las cuotas con vencimiento en junio, septiembre y diciembre de 2021 se encontraban bajo el alcance de las disposiciones de dicha norma. En consecuencia, la Emisora firmó una nueva modificación, la cual modificó el cronograma de amortización, reprogramando el 60% de las cuotas, cuya fecha de vencimiento original operó en junio, septiembre y diciembre de 2021, y extendiendo el plazo final del préstamo hasta enero de 2024. El cronograma, el cual incluye esta modificación y la de fecha 22 de diciembre de 2020, prevé amortizaciones mensuales hasta enero de 2022, una amortización en junio de 2023 por la suma de US$ 34.1 millones y la última amortización en enero de 2024 por la suma de US$ 55.1 millones. Asimismo, los compromisos y obligaciones financieros asumidas en virtud de la primera modificación se mantuvieron inalterados.

Esta nueva modificación también implicó un aumento de 125 puntos básicos en la tasa de interés aplicable a partir del 12 de junio de 2021 y la restricción sobre el pago de dividendos se mantuvo hasta el 2021, así como también la limitación de US$ 25 millones para el año 2022. Para 2023, el pago de dividendos máximo permitido es de US$ 20 millones. El 19 de octubre de 2023, la Compañía pagó por adelantado US$49.043.078 a los prestamistas del Préstamo Brigadier López, por lo que después de dicho pago, el capital adeudado asciende a US$6.056.922 el cual fue repagado en su totalidad el 12 de enero de 2024. Este pago permitió a Central Puerto realizar el pago de dividendos. A la fecha del presente Prospecto, la empresa no tiene restricciones vinculadas con este préstamo que afecten la distribución de dividendos.

Con fechas 23 de diciembre de 2022 y 3 de mayo de 2023 la Sociedad firmó dos consentimientos limitados, por los cuales las entidades financieras acreedoras brindaron conformidad a la adquisición de las sociedades Forestal Argentina S.A., Loma Alta Forestal S.A., Empresas Verdes Argentina S.A., Las Misiones S.A. y Estancia Celina S.A. por parte de Proener S.A.U. A su vez se estipuló que CPSA y Proener S.A.U. deberían mantener una cantidad mínima de "Efectivo y colocaciones a corto plazo" correspondiente al pago estipulado en el próximo vencimiento de capital e intereses.

Al 31 de diciembre de 2023, el saldo de este préstamo asciende a US$ 6,08 millones. aproximadamente equivalente a Ps.4,92 mil millones, neto de costos de la transacción. A la fecha del presente prospecto, este préstamo ha sido cancelado en su totalidad.

Préstamos otorgados por las Facilidades CII-IFC

CP La Castellana

El 20 de octubre de 2017, CP La Castellana celebró un contrato de términos comunes con (i) la Corporación Interamericana de Inversiones, (ii) la Corporación Interamericana de Inversiones. actuando como agente del Banco Interamericano de Desarrollo, (iii)

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

la Corporación Interamericana de Inversiones. actuando como agente del Banco Interamericano de Desarrollo, en su carácter de administrador del Fondo Climático Canadiense para el Sector Privado de las Américas, y (iv) la Corporación Financiera Internacional (conjuntamente. los "prestamistas senior") para otorgar préstamos por un monto total de hasta US$100.050.000 (la "Facilidad CII-IFC I"), de los cuales US$5 millones devengarán intereses a una tasa de interés anual equivalente a la tasa LIBOR *más* un 3.5% y el resto a una tasa LIBOR *más* un 5.25% hasta el 15 de agosto de 2023. cancelable en 52 cuotas trimestrales iguales.

Con motivo de la discontinuación de la tasa LIBO, ocurrida el 30 de junio de 2023, CP La Castellana, en conjunto con Grupo IDB y IFC, enmendaron los contratos de préstamo con fecha 29 de junio de 2023, reemplazando la tasa LIBOR por la Secured Overnight Financing Rate (SOFR) más un Credit Adjustment Spread (CAS) fijo de 0,26161% aplicable a partir del 15 de agosto de 2023. El préstamo es amortizable trimestralmente en 52 cuotas iguales y consecutivas desde el 15 de febrero de 2019.

Se han suscripto varios otros acuerdos y documentos relacionados, tales como el contrato de garantía y patrocinio, en el que la Emisora garantiza total, incondicional e irrevocablemente, como principal obligada, todas las obligaciones de pago asumidas y/o a ser asumidas por CP La Castellana hasta que el proyecto alcance la fecha de habilitación comercial (el "Contrato de Garantía y Patrocinio I"), acuerdos de cobertura. contratos de fideicomiso en garantía, un contrato de prenda de acciones, un contrato de prenda de activos sobre las turbinas eólicas. contratos directos y pagarés. El 9 de enero de 2018, CP La Castellana recibió el primer desembolso de la Facilidad CII-IFC I por un total de US$ 80.000.000.

En virtud del Contrato de Garantía y Patrocinio I, entre otros compromisos habituales para este tipo de facilidades la Emisora se comprometió, hasta la fecha de finalización del proyecto La Castellana, a mantener (i) un índice de apalancamiento (a) hasta el 31 de diciembre de 2018 inclusive. inferior a 4.00:1.00; y (b) en adelante, inferior a 3.5:1.00; y (ii) un índice de cobertura de intereses superior a 2.00:1.00. Asimismo, la subsidiaria de la Emisora. CP Renovables, y la Emisora, bajo ciertas condiciones, acordaron realizar aportes de capital a CP La Castellana.

También acordamos mantener, salvo consentimiento en contrario por escrito de cada prestamista principal, la propiedad y el control del CP La Castellana de la siguiente manera: (i) hasta la fecha de finalización del proyecto de La Castellana, (a) mantendremos (x) directa o indirectamente, al menos el setenta por ciento (70,00%) de la propiedad efectiva de CP La Castellana; y (y) el control de CP La Castellana; y (b) CP Renovables mantendrá (x) directamente, el noventa y cinco por ciento (95,00%) de la propiedad efectiva de CP La Castellana; y (y) el control de CP La Castellana. Además, (ii) tras la fecha de cumplimiento del proyecto de La Castellana, (a) mantendremos (x) directa o indirectamente, al menos el cincuenta y un décimo por ciento (50,10%) la titularidad efectiva de cada una de CP La Castellana y CP Renovables; y (y) el control de cada una de CP La Castellana y CP Renovables; (b) CP Renovables mantendrá el control de CP La Castellana; y (c) tenemos una restricción a la extracción de efectivo en exceso, para realizar trasnferencias de efectivo que podrían ser utilizadas para el pago de dividendos debemos tener un Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda para Pagos Restringidos de al menos 1.25:1,00, asimismo, la solicitud de extracción de efectivo en exceso debe realizarse no antes de 60 días y no después de 15 días antes de la fecha propuesta para la transferencia, la cual, a su vez, debe fijarse dentro de los 30 días posteriores a una fecha de pago intereses. Por otro lado, el importe a retirar no debe ser superior al saldo de la Cuenta de Pagos Restringidos en la siguiente Fecha de Pago de Intereses
El 18 de agosto de 2018, el parque eólico La Castellana I alcanzó la fecha de habilitación comercial.

El 16 de febrero de 2023, CP La Castellana cumplió todos los requisitos y condiciones necesarios para alcanzar la fecha de finalización del proyecto, por lo que se liberó el Contrato de Garantía otorgado por CPSA. La "fecha de finalización del proyecto" de La Castellana se define en el acuerdo de términos comunes como la fecha en la que se ha producido la fecha de operación comercial y se han cumplido ciertas otras condiciones. que se espera que ocurra varios meses después de la fecha de operación comercial. Para más información sobre el proyecto La Castellana, véase *"Antecedentes Financieros - Resultados de las Operaciones – Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Emisora"*.

A la fecha del presente informe anual, los desembolsos del préstamo CII-IFC se han recibido en su totalidad. Nuestros préstamos contienen las cláusulas habituales de este tipo de préstamos, entre ellas: (i) ciertas limitaciones a las consolidaciones, fusiones y ventas de activos; (ii) restricciones al endeudamiento adicional; (iii) limitaciones al pago de dividendos; (iv) limitaciones a la realización de inversiones de capital y (v) restricciones a la constitución de gravámenes. Determinados supuestos de incumplimiento y cláusulas del préstamo IIC-IFC están sujetos a ciertos umbrales y excepciones que se describen en los contratos relativos a dichas líneas. No esperamos que estas restricciones tengan un impacto significativo en nuestra capacidad de cumplir con nuestras obligaciones de efectivo. A la fecha del presente informe anual, cumplimos con todas nuestras cláusulas de endeudamiento.

Al 31 de diciembre de 2023, CP La Castellana ha cumplido con las obligaciones contraídas.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

CP Achiras

El 17 de enero de 2018, CP Achiras celebró un contrato de términos comunes con (i) la Corporación Interamericana de Inversiones. (ii) la Corporación Interamericana de Inversiones. actuando como agente del Banco Interamericano de Desarrollo, (iii) la Corporación Interamericana de Inversiones. actuando como agente del Banco Interamericano de Desarrollo. en su carácter de administrador del Fondo Climático Canadiense para el Sector Privado de las Américas, y (iv) la Corporación Financiera Internacional (conjuntamente, los "prestamistas senior") para otorgar préstamos por un monto total de hasta US$ 50.700.000 (la "Facilidad CII-IFC II" y junto con la Facilidad CII-IFC I. las "Facilidades CII-IFC"). de los cuales US$ 40.700.000 devengan una tasa de interés fija igual a 8,05% y el resto a una tasa fija de 6,77%, y se cancelará en 52 cuotas iguales y consecutivas a partir del 15 de mayo de 2019.

Se han suscripto varios otros acuerdos y documentos relacionados, tales como el contrato de garantía y patrocinio, en el que la Emisora garantiza total, incondicional e irrevocablemente, como principal obligada. todas las obligaciones de pago asumidas y/o a ser asumidas por CP Achiras hasta que el proyecto alcance la fecha de habilitación comercial (el "Contrato de Garantía y Patrocinio II" y junto con el "Contrato de Garantía y Patrocinio I", los "Contratos de Garantía y Patrocinio"), contratos de fideicomiso en garantía, un contrato de prenda de acciones, un contrato de prenda de activos sobre las turbinas eólicas, contratos directos y pagarés. El 9 de abril de 2018 y el 10 de abril de 2018, CP Achiras recibió dos desembolsos de la Facilidad CII-IFC II por un total de US$ 50.700.000.

En virtud del Contrato de Garantía y Patrocinio II, entre otros compromisos habituales para este tipo de facilidades, la Emisora se comprometió, hasta la fecha de finalización del proyecto Achiras, a mantener (i) un índice de apalancamiento (a) hasta el 31 de diciembre de 2018 inclusive, inferior a 4.00:1.00; y (b) en adelante, inferior a 3.5:1.00; y (ii) un índice de cobertura de intereses superior a 2.00:1.00. Asimismo. la subsidiaria de la Emisora, CP Renovables, y la Emisora, bajo ciertas condiciones. acordaron realizar aportes de capital a CP Achiras.

Asimismo, la Emisora acordó mantener, a menos que cada prestamista senior acuerde lo contrario por escrito, la titularidad y el control de CP Achiras del siguiente modo: (i) hasta la fecha de finalización del proyecto Achiras, (a) la Emisora deberá mantener (x) directa o indirectamente. por lo menos el setenta por ciento (70%) de la titularidad beneficiaria de CP Achiras; e (y) el control de CP Achiras. y (b) CP Renovables deberá mantener (x) directamente, el noventa y cinco por ciento (95%) de la titularidad beneficiaria de CP Achiras; e (y) el control de CP Achiras. Asimismo, (ii) luego de la fecha de finalización del proyecto Achiras, (a) la Emisora deberá mantener (x) directa o indirectamente, por lo menos el cincuenta coma uno por ciento (50,1%) de la titularidad beneficiaria de CP Achiras y CP Renovables; e (y) el control de CP Achiras y CP Renovables; y (b) CP Renovables deberá mantener el control de CP Achiras.

El 9 de abril de 2018, CP Achiras recibió un desembolso de US$ 50.700.000 por el monto total del préstamo.

El 20 de septiembre de 2018, el parque eólico Achiras alcanzó la fecha de habilitación comercial, "fecha de finalización del proyecto" Achiras se define en el contrato de términos comunes como la fecha en que tiene lugar la fecha de habilitación comercial y se cumplen determinadas condiciones, lo que se espera que ocurra meses después de la fecha de habilitación comercial. Para más información sobre el proyecto Achiras, véase *"Resultados de las Operaciones – Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Emisora."*

El 16 de febrero de 2023, CP Achiras cumplió todos los requisitos y condiciones necesarios para alcanzar la fecha de finalización del proyecto, por lo que se liberó el acuerdo de garantía concedido por CPSA. La "fecha de finalización del proyecto" de Achiras se define en el acuerdo de términos comunes como la fecha en la que se ha producido la fecha de operación comercial y se han cumplido otras condiciones determinadas, lo que se espera que ocurra varios meses después de la fecha de operación comercial.

Los préstamos bajo las Facilidades de CII-IFC (véase "Préstamos otorgados por las Facilidades CII-IFC") contienen compromisos habituales para facilidades de este tipo. entre los que se incluyen: (i) ciertas limitaciones a consolidaciones. fusiones y ventas de activos; (ii) restricciones al incurrimiento de deuda adicional; (iii) restricciones al pago de dividendos; (iv) limitaciones a efectuar gastos de capital y (v) restricciones al incurrimiento de gravámenes. Ciertos supuestos de incumplimiento y compromisos previstos en las Facilidades CII-IFC están sujetos a determinados umbrales y excepciones descriptos en los contratos relacionados con las Facilidades CII-IFC. La Emisora no prevé que estas restricciones tengan un impacto significativo en su capacidad para cumplir sus obligaciones en efectivo. A la fecha de este Prospecto, la Emisora se encuentra en cumplimiento de todos sus compromisos de deuda.

Al 31 de diciembre de 2023, CP Achiras ha cumplido con las obligaciones contraídas.

Al 31 de diciembre de 2023, el saldo conjunto de los préstamos de CP Achiras y CP La Castellana asciende a US$ 92,62 millones. aproximadamente equivalente a Ps.72,88 mil millones. neto de costos de la transacción.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Préstamo del IFC a la subsidiaria Vientos La Genoveva S.A.U.

Con fecha 21 de junio de 2019, Vientos La Genoveva S.A.U., subsidiaria de la Sociedad, suscribió un contrato de préstamo con IFC por sí, en carácter de Proveedor de Cobertura Elegible y en carácter de entidad de implementación del Programa de Préstamos Compartidos (MCPP. por sus siglas en inglés) administrados por IFC, para la construcción del parque eólico La Genoveva I, por un monto de capital de US$ 76.1 millones. De conformidad con los términos del contrato, este préstamo devenga una tasa de interés anual igual a LIBOR más 6,50% y es amortizable trimestralmente en 55 cuotas desde el 15 de noviembre de 2020 hasta el 15 de agosto de 2023. Por motivo de la discontinuación de la tasa LIBOR ocurrida el 30 de junio de 2023, Vientos La Genoveva S.A.U, en conjunto con IFC, enmendaron este contrato con fecha 14 de junio de 2023, reemplazando la tasa LIBOR por la Secured Overnight Financing Rate (SOFR) más un Credit Adjustment Spread (CAS) de 0,26161% aplicable a partir del 15 de agosto de 2023. El préstamo es amortizable trimestralmente en 55 cuotas desde el 15 de noviembre de 2020.

Se han firmado otros acuerdos y documentos relacionados, como el Acuerdo de Garantía y Patrocinio (el "Acuerdo de Garantía". en el que Central Puerto garantiza total, incondicional e irrevocablemente, como deudor principal, todas las obligaciones de pago asumidas por Vientos La Genoveva S.A.U. hasta que el proyecto llegue a la fecha de finalización del proyecto), contratos de cobertura. fideicomiso de garantía, acuerdo de garantía sobre acciones, acuerdo de garantía sobre los aerogeneradores, acuerdos directos y pagarés.

De conformidad con el Acuerdo de Garantía, entre otros compromisos asumidos para este tipo de facilidades, Central Puerto se ha comprometido, hasta la fecha de finalización del proyecto. a mantener (i) un índice de apalancamiento de no más de 3.5:1.00; y (ii) un índice de cobertura de intereses de no menos de 2.00:1.00. Además, Central Puerto, bajo ciertas condiciones, acordó hacer ciertas contribuciones de capital a Vientos La Genoveva S.A.U.

Finalmente, existen ciertos requerimientos que Vientos La Genoveva S.A.U. debe cumplir para poder distribuir dividendos.

Al 31 de diciembre de 2023, la Emisora ha cumplido con los requerimientos indicados en i) y ii) del párrafo anterior.

Con fecha 22 de noviembre de 2019, Vientos La Genoveva S.A.U. recibió un desembolso de US$ 76.1 millones por el monto total del préstamo.

Al 31 de diciembre de 2023, el saldo de este préstamo asciende a US$ 62,06 millones, aproximadamente equivalente a Ps.50,17 mil millones, neto de costos de la transacción.

Préstamo de Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. a CPR Energy Solutions S.A.U. (parque eólico La Castellana II)

Con fecha 24 de mayo de 2019. CPR Energy Solutions S.A.U. (subsidiaria de la Emisora) suscribió un contrato de préstamo con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. por un monto de US$ 12.5 millones para financiar la construcción del parque eólico "La Castellana II".

De acuerdo con los términos del contrato, este préstamo devenga una tasa de interés fija igual al 8.5% durante el primer año, y tiene un aumento del 0.5% cada año, hasta el 11% en la 61º fecha de pago de intereses mensual. la cual se mantiene hasta el vencimiento y es amortizable trimestralmente en 25 cuotas desde el 24 de mayo de 2020. Se han firmado otros acuerdos y documentos relacionados, como la Fianza (en la que Central Puerto garantiza total. incondicional e irrevocablemente, como deudor principal, todas las obligaciones de pago asumidas por CPR Energy Solutions S.A.U. hasta la total cancelación de las obligaciones garantizadas o hasta que llegue la fecha de habilitación comercial del proyecto, lo que ocurra primero), acuerdos de garantía sobre acciones, acuerdos de garantía sobre los aerogeneradores, pagarés y otros acuerdos.

De conformidad con el contrato de préstamo firmado, CPR Energy Solutions S.A.U se ha comprometido a mantener: (i) una relación entre deuda financiera y EBITDA inferior a 2,25, y (ii) una relación entre EBITDA y servicios de deuda financiera superior a 1,10, ambos hasta la cancelación de la totalidad de las sumas adeudadas.

De conformidad con la Fianza, entre otras obligaciones asumidas, Central Puerto se ha comprometido, hasta la fecha de finalización del proyecto, a mantener un índice de endeudamiento de no más de 3.75:1.00. Además, Central Puerto, bajo ciertas condiciones, acordó hacer ciertas contribuciones de capital, en forma directa o indirecta, a la subsidiaria CPR Energy Solutions S.A.U. Asimismo, CPSA ha acordado mantener. a menos que se haya consentido por escrito por el prestamista, la propiedad (directa o indirectamente) y el control de CPR Energy Solutions S.A.U. Al 3 de septiembre de 2021, CPR Energy Solutions S.A.U. ha cumplido con todos los requisitos y condiciones para alcanzar la fecha de finalización del proyecto. Como resultado de ello, la garantía presentada por la Emisora fue desafectada.

Con fecha 24 de mayo de 2019 los fondos del préstamo han sido desembolsados en su totalidad. Al 31 de diciembre de 2023, el saldo de este préstamo era de US$ 5,57 millones, aproximadamente equivalente a Ps.4,50 mil millones, neto de costos de transacción.

Al 31 de diciembre de 2023, CPR Energy Solutions ha cumplido con las obligaciones contraídas.

Préstamo de Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. a subsidiaria Vientos La Genoveva II S.A.U.

Con fecha 23 de julio de 2019, la subsidiaria Vientos La Genoveva II S.A.U. suscribió un contrato de préstamo con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. para la construcción del parque eólico La Genoveva II por un monto de capital de US$ 37,5 millones.

De acuerdo con los términos del contrato, este préstamo devenga intereses a una tasa anual LIBOR más 5,95% y es amortizable trimestralmente en 26 cuotas, comenzando a partir del 23 de abril de 2020. Con motivo de la discontinuación de la tasa LIBOR ocurrida el 30 de junio de 2023, Vientos La Genoveva II S.A.U. y Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. celebraron con fecha 21 de julio de 2023 una enmienda al contrato de préstamo donde la tasa de interés pasó a ser la Secured Overnight Financing Rate (SOFR) más un Credit Adjustment Spread (CAS) fijo de 0,42826% aplicable a partir del 24 de julio de 2023.

Se han firmado otros acuerdos y documentos relacionados, como la Fianza (en la que Central Puerto garantiza total, incondicional e irrevocablemente, como deudor principal. todas las obligaciones de pago asumidas por Vientos La Genoveva II S.A.U. hasta la total cancelación de las obligaciones garantizadas o hasta que el proyecto alcance la fecha de habilitación comercial. lo que ocurra primero), acuerdos de garantía sobre acciones y pagarés, mientras que se encuentran en proceso de emisión los acuerdos de garantía sobre los aerogeneradores y acuerdos directos, como se encuentran definidos en el contrato.

De conformidad con el contrato de préstamo firmado, Vientos La Genoveva II S.A.U se ha comprometido a mantener: (i) una relación entre deuda financiera y EBITDA inferior a 2,25, y (ii) una relación entre EBITDA y servicios de deuda financiera superior a 1,10, ambos hasta la cancelación de la totalidad de las sumas adeudadas.

De conformidad con la Fianza, entre otras obligaciones asumidas, Central Puerto se ha comprometido, hasta la fecha de finalización del proyecto, a mantener un índice de endeudamiento de no más de 3.75:1.00. Además, Central Puerto, bajo ciertas condiciones, acordó hacer ciertas contribuciones de capital a la subsidiaria Vientos La Genoveva II S.A.U. Asimismo, Central Puerto ha acordado mantener. a menos que se haya consentido por escrito por el prestamista, la propiedad (directa o indirectamente) y el control de Vientos La Genoveva II S.A.U. Al 3 de septiembre de 2021, Vientos La Genoveva II S.A.U. ha cumplido con todos los requisitos y condiciones para alcanzar la fecha de finalización del proyecto. Como resultado de ello, la garantía presentada por la Emisora fue desafectada.

Con fecha 23 de julio de 2019, el préstamo fue desembolsado en su totalidad.

Al 31 de diciembre de 2023, el saldo de este préstamo era de US$ 16,54 millones, aproximadamente equivalente a Ps.13,37 mil millones, neto de costos de transacción.

Al 31 de diciembre de 2023, Vientos La Genoveva II ha cumplido con las obligaciones contraídas.

Préstamo con Mitsubishi Corporation

Con fecha 29 de noviembre de 1996 la sociedad Central Costanera S.A. firmó un contrato con la firma Mitsubishi Corporation por la instalación de una planta llave en mano de generación de energía eléctrica de ciclo combinado. El contrato original incluía la financiación de USD 192,5 millones, a 12 años de plazo contados a partir de la recepción provisoria del proyecto, con una tasa fija de 7,42 % anual y amortización semestral de capital e intereses.

Con fecha 27 de octubre de 2014, Central Costanera S.A. y Mitsubishi Corporation acordaron la reestructuración de dicho pasivo. Entre las principales condiciones de la reestructuración, se destacan las siguientes: la condonación de los intereses devengados y acumulados al 30 de septiembre de 2014 por USD 66.061.897; la reprogramación de los vencimientos del capital de USD 120.605.058 por un plazo de 18 años, con un período de gracia de 12 meses, que debe cancelarse totalmente antes del 15 de diciembre de 2032; un pago mínimo anual de USD 3.000.000 en concepto de capital, en cuotas trimestrales; una tasa de interés fija del 0,25% anual; y se fijaron ciertas restricciones al pago de dividendos.

Considerando las restricciones impuestas por el Banco Central de la República Argentina que se describen en la Nota 20, se celebraron sucesivas adendas al contrato de préstamo desde el 30 de septiembre de 2020.

Con fecha 13 de mayo de 2022 se firmó una adenda en la cual se acordó pagar el vencimiento de capital de junio de 2022 en 2 cuotas mensuales y consecutivas de USD 2.000.000, en junio 2022, y el remanente de USD 861.116, en julio 2022, manteniéndose sin cambios el resto de las condiciones.

El 23 de agosto de 2022 se firmó una nueva adenda en la cual se acordó pagar el vencimiento de capital de septiembre de 2022 en 2 cuotas mensuales y consecutivas de USD 2.000.000, en septiembre 2022, y el remanente de USD 861.116, en octubre 2022, manteniéndose sin cambios el resto de las condiciones.

El 21 de noviembre de 2022 se firmó una nueva adenda en la cual se acordó pagar el vencimiento de capital de diciembre de 2022 en 2 cuotas mensuales y consecutivas de USD 2.000.000, en diciembre 2022, y el remanente de USD 861.116, en enero 2023, manteniéndose sin cambios el resto de las condiciones.

El préstamo contempla ciertas restricciones financieras, las cuales, al 31 de diciembre de 2023, han sido cumplidas en su totalidad por Central Costanera S.A. Asimismo, en garantía de las obligaciones contraídas, Central Costanera S.A. mantiene a favor de Mitsubishi Corporation una prenda con registro en primer grado sobre el activo financiado, cuyo monto fue variando en función de las refinanciaciones obtenidas.

Al 31 de diciembre de 2023, el saldo del pasivo asciende a US$ 42,22 millones, equivalente a aproximadamente Ps.34,13 mil millones.

Préstamos con Equinor Wind Power AS

Como resultado de la adquisición del parque solar descripta en la Nota 18.7 de nuestros Estados Contables Consolidados, el Grupo asumió el pasivo correspondiente al préstamo otorgado a la sociedad subsidiaria Cordillera Solar VIII ("CSVIII") por parte de su anterior accionista Equinor Wind Power AS, por un monto de capital de USD 62.199.879 e intereses por USD 8.983.951. En garantía de dicho préstamo, CSVIII oportunamente otorgó prenda en primer grado de privilegio sobre ciertas propiedades, planta y equipos de dicha sociedad a favor de Equinor Wind Power AS.

Con fecha 18 de octubre de 2023, Equinor Wind Power AS y Central Puerto acordaron un plan de refinanciación por un plazo de 24 meses contados desde la fecha de la refinanciación a una tasa del 9% anual. Adicionalmente, en dicha fecha CSVIII canceló un monto de capital de USD 40 millones, con los fondos obtenidos por medio del préstamo detallado en la Nota 10.3.13 de nuestros Estados Contables Consolidados.

Asimismo, como resultado de la adquisición, el Grupo asumió el pasivo correspondiente al préstamo Junior Shareholder Loan Agreement otorgado a CSVIII por un saldo de USD 1.768.897, el cual con fecha 18 de octubre de 2023 fue refinanciado a una tasa del 9% anual a ser pagados 24 meses posteriores a la fecha de la refinanciación.

Al 31 de diciembre de 2023 el saldo de estos préstamos asciende a Ps. 14,63 mil millones.

Préstamo con Banco Santander International

Con fecha 18 de octubre de 2023, la sociedad subsidiaria Cordillera Solar VIII S.A acordó un financiamiento con el Banco Santander International por un monto de USD 40 millones a una tasa del 6,5% anual a ser pagado a los 24 meses posteriores a la fecha de otorgamiento del préstamo. El Grupo ha otorgado como garantía de cumplimiento T-BIILLs que se encuentran incluidos dentro del saldo de otros activos financieros.

Al 31 de diciembre de 2023 el saldo de este préstamo asciende a U$S 40,54 millones, equivalentes a aproximadamente Ps.32,78 mil millones.

Programa de Obligaciones Negociables de CPSA

Con fecha 31 de julio de 2020 la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad aprobó la creación de un nuevo programa global de emisión de obligaciones negociables por un monto máximo en circulación en cualquier momento durante la vigencia del programa de USD 500.000.000 (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor), a ser emitidos en la forma de obligaciones negociables a corto, mediano o largo plazo, simples, no convertibles en acciones, en los términos de la Ley de Obligaciones Negociables (el "Programa"). Asimismo, se delegó en el Directorio facultades para determinar y establecer las condiciones del Programa y de las obligaciones negociables a ser emitidos bajo el mismo, que no fueran expresamente determinadas por asamblea de accionistas. Con fecha 29 de octubre de 2020, la CNV aprobó la creación del mencionado programa, cuyo vencimiento de acuerdo a la normativa vigente será el 29 de octubre de 2025.

En el marco de este programa, la Sociedad emitió dos tipos de valores negociables. Por un lado, con fecha 17 de septiembre de 2023 tuvo lugar la integración y liquidación de la Obligación Negociable (ON) Clase A, denominada, integrada y pagadera en dólares estadounidenses en el exterior. Las características de esta ON son las siguientes: i) valor nominal emitido: USD 37.232.818, ii) tasa de interés, determinada mediante licitación: 7%, iii) periodicidad del cupón de interés: semestral, iv) amortización: bullet, v) plazo: 30 meses, a contarse desde el 17 de septiembre de 2023 y vi) ley aplicable y lugar de depósito: Argentina, Caja de Valores S.A. Por otro lado, con fecha 17 de octubre de 2023 tuvo lugar la integración y liquidación del bono internacional denominado "10% Senior Notes due 2025" (ON clase B), denominado, integrado y pagadero en dólares estadounidenses en el exterior, bajo el esquema Reg S. Las características de este bono son las siguientes: i) valor nominal emitido: USD 50.000.000, ii) tasa de interés, determinada mediante licitación: 10%, iii) periodicidad del cupón de interés: semestral, iv) amortización: bullet, v) plazo: 24 meses, a contarse desde el 17 de octubre de 2023 y vi) ley aplicable y lugar de depósito: New York, Euroclear.

Finalmente, con fecha 20 de octubre de 2023, la Sociedad decidió la reapertura de la ON Clase A, procedimiento que permite ofrecer en el mercado un valor negociable que replica todas las condiciones del título ya ofrecido, incorporando en esta oportunidad la tasa de interés determinada en la oferta original (7%) y licitando el precio. Como resultado de este proceso, la Sociedad emitió USD 10.000.000 adicionales para la ON Clase A, con un precio de emisión de 102,9%.

Al 31 de diciembre de 2023, el saldo de la ON clase A asciende a USD 47.232.818 y el de la ON clase B a USD 50.000.000. En ambos casos, neto de costos de emisión.

Programa de Obligaciones Negociables de CP Manque S.A.U. y CP Los Olivos S.A.U.

Con fecha 26 de agosto 2020 bajo Resolución N° RESFC-2020 - 20767 - APN.DIR#CNV fue autorizada la oferta pública del Programa Global para la Co-Emisión de Obligaciones Negociables simples (no convertibles en acciones) por parte de CP Manque S.A.U. y de CP Los Olivos S.A.U. (ambas subsidiarias de CPR. en conjunto las "Co-Emisoras") por hasta la suma de USD 80.000.000. En virtud de dicho programa, las Co- Emisoras podrán emitir obligaciones negociables. en distintas clases y/o series que podrán calificar como valores negociables sociales, verdes y sustentables bajo el criterio que establezca la CNV a tal efecto.

En el marco del mencionado programa, con fecha 2 de septiembre de 2020 se emitieron Obligaciones Negociables clase I por un monto de USD 35.160.000 a una tasa de interés fija de 0% con vencimiento el 2 de septiembre de 2023 y Obligaciones Negociables clase II por Ps. 1.109.925 a una tasa de interés variable equivalente a la tasa BADLAR más un margen aplicable de 0.97% con vencimiento el 2 de septiembre de 2021. Al 31 de diciembre de 2023, las Obligaciones Negociables Clase I y Clase II fueron totalmente repagados.

Ciberseguridad

Mantenemos un procedimiento exhaustivo para evaluar, reconocer y abordar los riesgos de ciberseguridad, que abarcan amenazas como la interrupción de las operaciones, la vulnerabilidad de los sistemas de información, la violación de datos y los problemas de reputación.

El Departamento de Ciberseguridad tiene el mandato de aplicar una serie de medidas proactivas y de respuesta que influyen en el tratamiento de datos y facilitan la protección de la información. Además, lleva a cabo el análisis y la evaluación de riesgos relativos a las amenazas de ciberseguridad que podrían afectar a la empresa, en estrecha colaboración con el Director de Ciberseguridad y otros expertos en ciberseguridad. Las funciones de nuestro Departamento de Ciberseguridad se han integrado en nuestros sistemas y procesos generales de riesgos.

Las responsabilidades clave del Departamento de Ciberseguridad abarcan:

- Restringir el acceso no autorizado o la alteración de la información por parte de personas, entidades o procesos.
- Garantizar la disponibilidad de la información crítica según lo requieran los usuarios, entidades o procesos autorizados.
- Identificar riesgos y proponer soluciones de seguridad para su control y mitigación.
- Supervisar, comunicar e implementar soluciones técnicas de seguridad alineadas con los objetivos de negocio.
- Detectar proactivamente las amenazas para permitir su pronta identificación y contención, minimizando así el impacto en los activos, productos y operaciones de la empresa.
- Formular y mejorar las políticas y controles de ciberseguridad para garantizar el cumplimiento de las normas y reglamentos pertinentes.

Los procedimientos del Departamento de Ciberseguridad se someten a revisiones anuales, pruebas, actualizaciones y aprobación por parte del Comité de Aprobación. Las actualizaciones necesarias resultantes de estas revisiones se aplican en consecuencia.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Plan de respuesta a incidentes

Disponemos de un Procedimiento de Evaluación de Riesgos de Ciberseguridad para identificar, evaluar y gestionar los riesgos con el fin de proteger la confidencialidad, integridad y disponibilidad de nuestras redes, sistemas e información asociada. Este procedimiento forma parte del Programa de Gestión de Riesgos de Ciberseguridad, que requiere actualizaciones periódicas y su correspondiente evaluación.

Confiamos y utilizamos marcos internacionales reconocidos, incluidos los marcos NIST SP 800-30, NIST SP 800-37, NIST CSF y MAGERIT para la identificación, evaluación y gestión de los riesgos de ciberseguridad relevantes para nuestro negocio.

Nuestro Programa de Gestión de Riesgos de Ciberseguridad incluye los siguientes elementos clave:

- Un procedimiento de identificación y evaluación de riesgos de ciberseguridad que nos permita identificar los riesgos, especialmente aquellos que son críticos para nuestro negocio.
- Un equipo con un líder y miembros definidos; con la función principal de identificar, evaluar y gestionar los riesgos de ciberseguridad.
- Un proceso de aplicación de estrategias y medidas para hacer frente a los riesgos de ciberseguridad.
- Un plan de respuesta a incidentes cibernéticos que permita restaurar los sistemas y reanudar las operaciones, también, minimizar las consecuencias y adquirir información del incidente para realizar investigaciones y activar otros procesos internos.
- Un plan de gestión de ciberincidentes que permita llevar a cabo un proceso de determinación de la materialidad de potenciales ciberincidentes, su documentación y correspondiente comunicación a los organismos competentes (SEC, entidades a nivel nacional, partes interesadas, etc.).

Gobernanza

Nosotros y nuestro Consejo de Administración consideramos que los riesgos de ciberseguridad y su gestión son de vital importancia; somos conscientes de que la ciberseguridad requiere la participación activa del Consejo de Administración y de la Alta Dirección para ejercer el gobierno corporativo, por lo que hemos adoptado el Procedimiento de Gobierno de la Ciberseguridad con el objetivo de establecer un marco integral de gobierno y gestión de la ciberseguridad adaptado a nuestras necesidades específicas. Reconocemos la importancia crítica de garantizar la continuidad operativa, la protección de la información y la preservación de la confianza en un sector vital como el de la generación de energía.

Gerencia

Nuestro responsable de ciberseguridad en la Dirección dirige y supervisa nuestra estrategia de ciberseguridad para garantizar la protección integral de los activos digitales, la gestión eficaz de los ciberriesgos, el cumplimiento de la normativa y el fomento de una sólida cultura de seguridad, con el fin de lograr la integridad, confidencialidad y disponibilidad de nuestras redes, sistemas e información.

En el caso de que la evaluación preliminar del Responsable de Ciberseguridad sugiera que el incidente podría ser significativo, nuestra política estipula la formación de un Comité de Aprobación compuesto por el CEO, el CFO, y el Responsable de Ciberseguridad. La función del Comité de Aprobación es supervisar la determinación de materialidad realizada por el equipo de Ciberseguridad. Si se considera necesario, el Comité de Aprobación remite la información pertinente al Comité de Auditoría para su revisión. Si el Comité de Auditoría valida la materialidad del incidente, se comunica al Consejo de Administración y, posteriormente, se divulga públicamente de conformidad con las leyes y reglamentos pertinentes.
El Director de Ciberseguridad mantiene reuniones periódicas tanto con el Consejo de Administración como con el Comité de Auditoría para debatir los procesos, riesgos, iniciativas y esfuerzos de mitigación en materia de ciberseguridad.

Directorio

Nuestro Comité de Auditoría tiene una agenda en materia de ciberseguridad, es el órgano encargado de supervisar nuestra estrategia de ciberseguridad, especialmente la identificación, evaluación y gestión de los riesgos de ciberseguridad.

El Comité de Auditoría informa al Consejo de Administración anualmente y siempre que sea necesario, con el fin de actualizar e informar sobre la estrategia de ciberseguridad, los riesgos de ciberseguridad, su gestión para el tratamiento y la eficacia de los controles de ciberseguridad y los posibles incidentes cibernéticos. Además, ha fijado reuniones semestrales y siempre que sea necesario, con el responsable de ciberseguridad de la Dirección, a través de las cuales se informa, ejerce la supervisión y toma de decisiones.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Para cumplir con este deber, el Comité de Auditoría convoca reuniones periódicas y sesiones ad-hoc cuando es necesario, durante las cuales el Responsable de Ciberseguridad proporciona informes sobre eventos de ciberseguridad y actualizaciones sobre los riesgos existentes. Además, el Comité de Auditoría se pone en contacto con el Director de Ciberseguridad si se produce un acontecimiento importante.

El Responsable de Ciberseguridad comunica las actividades significativas relacionadas con incidentes de ciberseguridad de acuerdo con el Procedimiento de Evaluación de Riesgos de Ciberseguridad tanto al Consejo de Administración como al Comité de Auditoría.

Proveedores de servicios externos

Nuestros protocolos de gestión de riesgos de ciberseguridad también abarcan la supervisión e identificación de amenazas relacionadas con nuestra utilización de proveedores de servicios externos, según los términos establecidos en nuestros contratos con ellos. En nuestros contratos estipulamos que los servicios de terceros deben adherirse a nuestras políticas de seguridad. El Departamento de Ciberseguridad supervisa este proceso y, si se identifica algún riesgo, da instrucciones a los proveedores para que cumplan nuestras políticas de ciberseguridad.

Capacitación

El Departamento de Ciberseguridad organiza campañas de concienciación y sesiones de formación para los empleados, haciendo hincapié en diversos temas como la creación de contraseñas seguras, el reconocimiento de intentos de phishing, la comprensión de las tácticas de ingeniería social, la fuga de datos, la garantía de la seguridad en WhatsApp y las redes sociales, la comprensión de los principios de protección de datos y la promoción de prácticas de desarrollo seguras, entre otros temas relevantes.

Riesgos de las amenazas a la ciberseguridad

Hasta la fecha del presente informe anual, la empresa no ha sufrido ningún incidente de ciberseguridad.

Para más información sobre riesgos relacionados con ciberseguridad. véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora— Un ciberataque podría afectar negativamente los negocios. el balance. los resultados de las operaciones y el flujo de efectivo de la Emisora.”

INFORMACIÓN ADICIONAL

A continuación se consigna cierta información relacionada con el capital accionario de la Emisora y un breve resumen de ciertas disposiciones significativas de los Estatutos y la legislación argentina. Esta descripción no pretende ser completa y está limitada por los Estatutos de la Emisora y la legislación argentina aplicable.

Capital Social de la Emisora

A la fecha de este prospecto, el capital social de la Emisora asciende a Ps. 1.514.022.256 y está representado por 1.514.022.256 acciones ordinarias con un valor nominal de Ps. 1,00 y un derecho de voto cada una, todas ellas totalmente pagadas y admitidas al público ofrecimiento.

A la fecha del presente informe anual, dos de las subsidiarias de la Emisora poseen 8.963.602 de las acciones ordinarias de la Sociedad: (i) 8.851.848 en manos de Proener S.A.U. y (ii) 111.754 en manos de CP Renovables S.A.

A la fecha, la Emisora no tiene conocimiento de personas que tengan opción o hayan acordado, condicional o incondicionalmente opciones sobre su capital.

Acta constitutiva y estatutos

La Emisora es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes de la República Argentina. Tiene su domicilio social en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina. Fue creada por el Decreto Nro. 1222/92 del Poder Ejecutivo Nacional, el 26 de febrero de 1992, en el marco del proceso de privatización de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA), e inscripta en el Registro Público de Comercio con fecha 13 de marzo de 1992 bajo el N° 1.855 del Libro 110 Tomo A de Sociedades Anónimas. La Emisora tiene una duración de noventa y nueve años, contados a partir de su inscripción en el Registro Público de Comercio.

Objeto social de la Emisora

Conforme surge del artículo cuarto del estatuto social la Emisora tiene por objeto, ya sea por cuenta propia, por intermedio de terceros o asociada a terceros, en la República Argentina o en el exterior:

a) producir, transformar, transportar, distribuir y comercializar energía eléctrica en todas sus formas, incluyendo sin limitación, energía termoeléctrica con combustibles no renovables (como carbón, derivados del petróleo, gas natural, uranio) y renovables o provenientes de residuos energéticamente aprovechables, hidroeléctrica (incluyendo mini y micro centrales), termonuclear, eólica, geotérmica, marina (energía mareomotriz, undimotriz, de corrientes marinas, termo-oceánica, de ósmosis), solar (fotovoltaica y térmica) y bioenergía (biomasa vegetal y animal);

b) la elaboración, desarrollo, proyección, y ejecución de proyectos relacionados con la captura y/o reducción de emisiones de carbono, incluyendo la emisión, negociación, compraventa, entre otros, de certificados y cualquier actividad conexa o relacionada

c) la producción, almacenamiento y utilización de tecnologías del hidrógeno en todas sus posibilidades energéticas;

d) prospección, exploración, explotación, procesamiento, purificación, transformación, refinación, industrialización, almacenamiento, comercialización, transporte, distribución, importación y exportación de hidrocarburos líquidos (como el petróleo) y/o gaseosos (como el gas natural), minerales (como el carbón mineral, entre otros) y metales (como el uranio y el litio, entre otros), y de sus derivados directos o indirectos;

e) producción y explotación de materia prima para la producción de biocombustibles (biodiesel y bioetanol), incluyendo la fabricación, almacenamiento, comercialización, distribución y transporte;

f) procesamiento, almacenamiento, comercialización, distribución y transporte y/o uso de: (i) residuos agropecuarios y residuos sólidos urbanos como fuente energética renovable, y (ii) residuos comunes y especiales (sólidos, semisólidos y líquidos) como fuente energética;

g) obtención, almacenamiento, comercialización, distribución, transporte y/o uso de biogás como fuente energética renovable;

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

h) procesamiento de materia prima de combustibles fósiles (gas natural, nafta virgen) para la obtención de productos petroquímicos básicos (gas de síntesis, benceno, tolueno, etc.), intermedios (amoníaco, etanol, metanol, etilbenceno, etc.) y finales (fertilizantes, resinas, poliuretanos, detergentes, PET, etc.);

i) investigación y desarrollo de tecnologías energéticas;

j) el desarrollo, inversión y explotación de todo tipo de emprendimientos y actividades directas, conexas y complementarias, vinculadas con la producción agropecuaria y forestal y sus derivados directos e indirectos; y

k) la adquisición y administración de participaciones sociales e inversiones en sociedades constituidas tanto en el país como en el extranjero.

En relación con las actividades descriptas , y dentro de los límites establecidos en este objeto social, la Emisora tendrá plena capacidad jurídica para (i) adquirir derechos, contraer obligaciones y ejercer toda clase de actos que no sean prohibidos por las leyes o por el estatuto social; (ii) fundar, constituir, asociarse con, o participar en, personas jurídicas de todo tipo constituidas en el país o en el extranjero (al respecto, la Emisora podrá hacerlo mediante cualquier medio incluyendo, aunque no limitándose a aportes de capital, compra de acciones, bonos, debentures, obligaciones negociables, u demás títulos de crédito o títulos valores públicos o privados); y (iii) prestar servicios y/o ejercer o desempeñar representaciones, comisiones, consignaciones, servicios y/o mandatos para sí o a favor de terceros, siempre dentro de las actividades permitidas según el objeto social descripto en a), b), c), d), e), f), g) y h) anteriores.

Disposiciones estatutarias respecto del Directorio

El Directorio está compuesto por once directores titulares e igual o menor número de suplentes. Los directores durarán tres ejercicios en sus funciones, renovados por tercios y serán designados por la asamblea de accionistas. Los accionistas tendrán derecho a elegir hasta un tercio de las vacantes a llenar en el directorio por el sistema de voto acumulativo previsto en el artículo 263 de la Ley General de Sociedades, en cuyo caso el resultado de la votación será computado por candidato, especificando la cantidad de votos correspondiente a cada uno de ellos.

En su primera reunión luego de celebrada la Asamblea que renueve a los miembros del directorio, éste designará de entre sus miembros a un Presidente y a un Vicepresidente. El Vicepresidente reemplazará al Presidente en caso de renuncia, fallecimiento, incapacidad, inhabilidad, remoción o ausencia temporaria o definitiva de este último, debiéndose elegir un nuevo Presidente dentro de los diez días de producida la vacancia. La elección de un nuevo Presidente sólo tendrá lugar en caso de tratarse de una situación previsiblemente irreversible durante el período restante del mandato. De conformidad con lo establecido en el artículo 23 del estatuto social, el Directorio sesionará con la presencia de la mayoría absoluta de los miembros que lo componen y tomará resoluciones por mayoría de votos presentes. El Directorio también podrá celebrar sus reuniones con sus miembros comunicados entre sí mediante videoteleconferencia, computándose a los efectos del quórum tanto los directores presentes como los que participan a distancia. Las actas de estas reuniones serán confeccionadas y firmadas dentro de los cinco días de celebrada la reunión por los directores y síndicos presentes. Los miembros de la Comisión Fiscalizadora deberán dejar expresa constancia en el acta de los nombres de los directores que han participado a distancia y de la regularidad de las decisiones adoptadas en el curso de la reunión. El acta consignará las manifestaciones tanto de los directores presentes como de los que participen a distancia y sus votos con relación a cada resolución adoptada. Si el número de vacantes en el Directorio impidiera sesionar válidamente, aún habiéndose incorporado la totalidad de los Directores Suplentes de la misma clase, la Comisión Fiscalizadora designará a los reemplazantes, quienes ejercerán el cargo hasta la elección de nuevos titulares, a cuyo efecto deberá convocarse a la Asamblea Ordinaria o de Clase, según corresponda, dentro de los diez días de efectuadas las designaciones por la Comisión Fiscalizadora.

El Directorio no cuenta con un requisito de reuniones mínimas.

El Presidente o quien lo reemplace estatutariamente podrá convocar a reuniones cuando lo considere conveniente o cuando lo solicite cualquier Director en funciones o la Comisión Fiscalizadora. La convocatoria para la reunión se hará dentro de los cinco días de recibido el pedido; en su defecto, la convocatoria podrá ser efectuada por cualquiera de los Directores. Las reuniones de Directorio deberán ser convocadas por escrito y notificadas al domicilio denunciado por el director, con indicación del día, hora, lugar de celebración, e incluirá los temas a tratar; podrán tratarse temas no incluidos en la convocatoria si se verifica la presencia de la totalidad y voto unánime de los Directores Titulares.

El Directorio podrá funcionar con los miembros presentes, o comunicados entre sí por videoconferencia u otros medios de transmisión simultánea de sonido, imágenes o palabras. El Directorio funcionará con la presidencia del presidente del Directorio o quien lo reemplace. El Directorio sesionará con la presencia de la mayoría absoluta de los miembros que lo componen y tomará resoluciones por mayoría de votos presentes.

Conforme con el artículo 26 del Estatuto, el Directorio tiene los más amplios poderes y atribuciones para la dirección, organización y administración de la Emisora, sin otras limitaciones que las que resulten de la normativa aplicable. La representación legal de la Emisora corresponde al Presidente.

Disposiciones estatutarias respecto de la Comisión Fiscalizadora

La fiscalización de la Emisora será ejercida por una Comisión Fiscalizadora compuesta por tres (3) síndicos titulares y tres (3) suplentes. Los síndicos serán elegidos por el período de un (1) ejercicio y tendrán las facultades establecidas en la Ley 19.550 y en las disposiciones legales vigentes.

La Comisión Fiscalizadora sesiona y adopta las resoluciones con la presencia y el voto favorable de, por lo menos, dos de sus miembros, sin perjuicio de los derechos conferidos por la ley al síndico disidente. La Comisión Fiscalizadora puede ser convocada por cualquiera de los síndicos. Antes de la inscripción de la reforma del estatuto de fecha 3 de junio de 2015, la Comisión Fiscalizadora sesionaba con la totalidad de sus miembros y adoptaba las resoluciones por mayoría, sin perjuicio de los derechos conferidos por la ley al síndico disidente.

Los miembros de la Comisión Fiscalizadora también están autorizados para asistir a las reuniones de directorio y asambleas de accionistas, convocar a asambleas extraordinarias de accionistas e investigar reclamos por escrito presentados por accionistas que posean más del 2% de las acciones en circulación de la Emisora. De conformidad con la normativa vigente, los miembros de la Comisión Fiscalizadora deben ser contadores públicos nacionales o abogados. Los miembros de la Comisión Fiscalizadora también podrán convocar a asamblea ordinaria de accionistas, en los casos previstos por ley, o cuando cualquiera de ellos lo juzgue necesario, o cuando sea requerida por accionistas que representen por lo menos el cinco por ciento (5%) del capital social.

Los miembros de la Comisión Fiscalizadora son designados por la asamblea anual ordinaria de accionistas y se desempeñan por el término de un año. En consonancia con lo dispuesto en el Artículo 294 de la Ley General de Sociedades, la Comisión Fiscalizadora debe examinar los libros y la documentación de la Emisora siempre que lo juzgue conveniente y, como mínimo, una vez cada tres meses.

La Comisión Fiscalizadora se reunirá por lo menos una vez al mes; también podrá ser citada a pedido de cualquiera de sus miembros, dentro de los cinco días de formulado el pedido al Presidente de la Comisión Fiscalizadora o del Directorio, en su caso. Todas las reuniones deberán ser notificadas por escrito al domicilio que cada Síndico indique al asumir sus funciones.

La Comisión Fiscalizadora será presidida por uno de los Síndicos, elegido por mayoría de votos, en la primera reunión de cada año. En dicha ocasión también se elegirá reemplazante para el caso de ausencia. El Presidente representa a la Comisión Fiscalizadora ante el Directorio.

Derechos, preferencias y restricciones atribuidas a las acciones

El Estatuto establece que las ganancias realizadas y líquidas se destinan, en el siguiente orden: a) el cinco por ciento (5%) y hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del capital suscripto por lo menos, para el fondo de reserva legal; b) remuneración de los integrantes del Directorio dentro del porcentual fijado por el Artículo 261 de la Ley General de Sociedades que no puede ser superado y de la Comisión Fiscalizadora; c) pago de los dividendos correspondientes a los Bonos de Participación para el Personal; d) las reservas voluntarias o previsiones que la Asamblea decida constituir; y e) el remanente que resultare se repartirá como dividendo de los accionistas, cualquiera sea su clase.

Asambleas de Accionistas

Las Asambleas serán convocadas por publicaciones durante cinco días, con veinte días de anticipación por lo menos y no más de cuarenta y cinco días, en el Boletín Oficial y en uno de los diarios de mayor circulación general de la República Argentina. Deberá mencionarse el carácter de la Asamblea, fecha, hora y lugar de reunión y el Orden del Día. Las Asambleas ordinarias y extraordinarias se regirán por el quorum y mayorías determinado por el artículo 79 de la Ley de Mercado de Capitales los artículos 243 y 244 de la Ley General de Sociedades.

Responsabilidad de los Accionistas

Conforme a la ley argentina, la responsabilidad de los accionistas por las pérdidas de una sociedad se limita a la integración de las tenencias accionarias suscriptas. Sin embargo, los accionistas que votaron a favor de una resolución que sea declarada posteriormente

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

nula por un tribunal por ser contraria a la legislación argentina o los estatutos de una sociedad (o al reglamento, si lo hubiere) pueden ser considerados ilimitada y solidariamente responsables por los daños y perjuicios ocasionados como consecuencia de dicha resolución.

Conflicto de Intereses

Conforme a la ley argentina, si un accionista vota con respecto a un asunto en el cual tenga, por cuenta propia o ajena, intereses que se encuentran en conflicto con los intereses de la Emisora, dicho accionista será responsable por daños y perjuicios, pero solamente si dicho asunto no hubiera sido aprobado sin el voto de dicho accionista. Asimismo, la ley argentina establece que si un miembro del Directorio de la Emisora posee un interés en una operación comercial que entra en conflicto con los intereses de la Emisora, dicho director debe informar al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora y abstenerse de participar en la deliberación cuando se trate dicho asunto. Si ese director actúa de manera contraria a lo estipulado por dicha ley, será responsable ilimitada y solidariamente de los daños y perjuicios que surjan de su acción u omisión.

Derechos de Suscripción Preferente y de Acrecer

Conforme al artículo 194 de la Ley General de Sociedades, en caso de un aumento de capital, cada tenedor de acciones ordinarias tiene un derecho de suscripción preferente respecto de nuevas acciones ordinarias en proporción a la cantidad de acciones poseídas. Los derechos de suscripción preferente pueden ser ejercidos a partir de la última publicación realizada en el Boletín Oficial y un periódico argentino de amplia circulación en la República Argentina durante un período de 30 días, con la condición de que dicho período podrá ser reducido a no menos de 10 días si así lo aprueba una asamblea extraordinaria de accionistas.

Liquidación de la Emisora

Conforme al Estatuto de la Emisora, la liquidación de la misma estará a cargo del Directorio o de los liquidadores que sean designados por la Asamblea, bajo la vigilancia de la Comisión Fiscalizadora.

Cancelado el pasivo, incluso los gastos de liquidación, el remanente se repartirá entre todos los accionistas, sin distinción de clases o categorías, y en proporción a sus tenencias.

La legislación argentina no contiene limitaciones que pudieran resultar aplicables al caso de la Emisora en cuanto a restricciones a poseer acciones, tampoco así los Estatutos y demás documentación societaria de la Emisora.

Duración

Conforme a los Estatutos, la Emisora se encontrará en vigencia por 99 años contados desde la fecha de inscripción en el Registro Público de Comercio. La duración de la Emisora puede ser prorrogada por resolución adoptada en una asamblea extraordinaria de accionistas.

Contratos importantes

Ni la Emisora ni otros miembros del grupo económico tienen, a la fecha, contratos importantes ajenos a los que celebran en el curso ordinario de los negocios, distintos de los detallados en otra sección de este Prospecto.

(A) TIPO DE CAMBIO Y CONTROLES DE CAMBIO

Tipo de Cambio

Desde 1991 hasta fines del año 2001, la Ley Nº 23.928 (la "**Ley de Convertibilidad**") estableció un tipo de cambio fijo de 1 Ps./US$. El 6 de enero de 2002, la Ley Nº 25.561 (la "**Ley de Emergencia Pública**"), puso formalmente fin a esa paridad dólar-peso. Tras un breve período en el que el gobierno argentino estableció un sistema cambiario dual provisorio en virtud de la Ley de Emergencia Pública, desde febrero de 2002 se ha permitido que el peso fluctúe libremente frente a otras monedas, aunque el gobierno argentino tiene la facultad de intervenir comprando y vendiendo divisas por cuenta propia, una práctica que realiza regularmente. El 23 de diciembre de 2019 se publicó la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, que volvió a declarar la emergencia pública hasta el 31 de diciembre de 2020. Véase "Factores de riesgo" del presente Prospecto.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Los controles de cambiarios, que endurecieron las restricciones a los flujos de capital, el tipo de cambio oficial entre el peso y el dólar y las restricciones a las transferencias que limitan sustancialmente la capacidad de las compañías para retener divisas o realizar pagos en el extranjero, están actualmente vigentes en Argentina y lo han estado por períodos alternos durante los últimos años.

Mediante el Decreto N° 609/2019 (el "**Decreto 609**") de fecha 1 de septiembre de 2019 y sus modificatorias, el Poder Ejecutivo restableció los controles de cambios y autorizó al BCRA a (a) regular el acceso al mercado de cambios para comprar divisas y realizar pagos al exterior; y (b) dictar normas para evitar prácticas y operaciones tendientes a eludir, mediante el uso de títulos valores y otros instrumentos, las medidas adoptadas por el decreto. En la actualidad, las regulaciones cambiarias han sido (i) prorrogadas indefinidamente y (ii) consolidadas en un único conjunto de regulaciones, la Comunicación "A" 7953, conforme sus posteriores modificaciones y complementos por las comunicaciones del BCRA (el "**Régimen Cambiario**").

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

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

	Mínimo	**Máximo**	**Promedio** [(1)]	**Cierre del período** *(pesos por US$)*
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de				
2020	59,82	84,15	71,61	84,15
2021	84,70	102,75	95,80	102,75
2022	103,04	177,13	133,55	177,13
2023	361,02	808,48	641,99	808,48
Mes				
enero 2024	810,65	826,25	818,34	826,25
febrero 2024	826,85	842,25	834,91	842,25
marzo 2024	842,75	857,41	850,34	857.41
abril 2024	861,25	876,75	868,95	876,75
mayo 2024	878,25	895,25	886,86	895,25
junio 2024	896,41	911,75	903,77	911,75
Julio 2024 (al 2.7.24)	914,50	915,16	914,83	915,16

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

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

Disposiciones específicas para los ingresos por el mercado de cambios

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

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

Debe mencionarse que mediante el Decreto 28/2023 publicado el 13 de diciembre de 2023 mediante el cual se establece lo siguiente: (i) el contravalor de la exportación de las prestaciones de servicios comprendidas en el inciso c) del apartado 2 del artículo 10 de la Ley N° 22.415 (Código Aduanero) y sus modificaciones (que refiere a las prestaciones de servicios realizadas en el país, cuya utilización o explotación efectiva se lleve a cabo en el exterior); y (ii) el contravalor de la exportación de las mercaderías comprendidas en la Nomenclatura Común del MERCOSUR (N.C.M.), incluidos los supuestos de prefinanciación y/o postfinanciación de exportaciones del exterior o un anticipo de liquidación; deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse, un

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

80% a través del Mercado Libre de Cambios (MLC), debiendo el exportador, por el 20 % restante, concretar operaciones de compraventa con valores negociables adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local.

En el caso de fondos recibidos o acreditados en el exterior, se considerará cumplido el depósito y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales que debitan las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país. Existen algunas excepciones a la obligación de liquidación a través del mercado de cambios, incluyendo, sin que implique limitación: (i) los cobros de exportadores que se encuentren dentro del Régimen de Fomento para las Exportaciones de la Economía del Conocimiento (establecido por el Decreto 679/22); y (ii) ciertos cobros de exportaciones de servicios de personas humanas, según lo establecido por el punto 2.2.2.1. del Texto Ordenado.

Los montos cobrados en moneda extranjera por concepto de siniestros relacionados con los bienes exportados también deben ser ingresados y liquidados en pesos en el mercado de cambios, hasta el monto de los bienes exportados asegurados.

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

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

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

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

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

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

Obligación de ingresar las divisas procedentes de las exportaciones de servicios

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

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

Aplicación de los ingresos de las exportaciones

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

Endeudamientos financieros con el exterior

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

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

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

Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de cambios

Requisitos generales

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

(a) Se deje constancia que (i) al momento del acceso al mercado de cambios la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras, y (ii) al inicio del día en que solicita el acceso al mercado de cambios no posee certificados de depósito argentinos ("**CEDEARs**") representativos de acciones extranjeras y/o activos externos líquidos disponibles que conjuntamente tengan un valor superior a US$ 100.000 (se excluye de este límite a los fondos depositados en el exterior que constituyen fondos de reserva o garantía bajo contratos de deuda con el exterior, o fondos otorgados como garantía de derivados concertados en el exterior). Si el cliente es un gobierno local, también deberán contabilizarse hasta el 31 de diciembre de 2024 las tenencias de moneda extranjera que tenga depositadas en entidades financieras locales. Son considerados "activos externos líquidos" a estos efectos, las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera. Por el contrario, no deben considerarse activos externos líquidos disponibles a aquellos fondos depositados en el exterior que no pudiesen ser utilizados por el cliente por tratarse de fondos de reserva o de garantía constituidos en virtud de las exigencias previstas en contratos de endeudamiento con el exterior o de fondos constituidos como garantía de operaciones con derivados concertadas en el exterior. En el caso de que el cliente fuese un gobierno local y excediese el monto límite establecido, la entidad también podrá aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia de que tal exceso se utilizó para realizar pagos por el mercado de cambios a través de operaciones de canje y/o arbitraje con los fondos depositados.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

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

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

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

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

(a) una declaración jurada dejando constancia de que en el plazo previsto en el punto 3.16.3.4. (180 días antes de acceder al Mercado de Cambios) no ha entregado en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos -excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales- a ninguna persona humana o jurídica, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales en el marco del desarrollo de su actividad (esta declaración jurada se denominará "Declaración Jurada - Sección 1"); o bien (b)(i) tal y como establece la sección 3.16.3.3. de las Normas de Exterior y Cambios, una declaración jurada en la que conste: "el detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente y de otras personas jurídicas con las que integra un mismo grupo económico" …Para determinar la existencia de una relación de control directo, deberán considerarse los tipos de relaciones descritos en el punto 1.2.2.1 de las normas sobre "Grandes exposiciones al riesgo de crédito" deben considerarse... Las empresas que compartan una relación de control del tipo definido en los puntos 1.2.1.1 y 1.2.2.1 de las normas sobre "Grandes exposiciones al riesgo de crédito" deben considerarse miembros del mismo "grupo económico" (la "**Declaración Jurada de Descripción del Grupo Económico**"); y (b)(ii) que en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 180 (ciento ochenta) días corridos anteriores no ha entregado en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos – excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales-, a ninguna persona humana o jurídica que ejerza una relación de control directo sobre ella, o a otras empresas con las que integre un mismo grupo económico, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios (la "**Declaración Jurada de No Entrega de Pesos al Grupo Económico**"). Asimismo, establece que "En el caso de las personas humanas o jurídicas que ejerzan una relación de control directo, el plazo de 180 días corridos solo será aplicable para las entregas realizadas a partir del 21.4.23, rigiendo el plazo de 90 días corridos para las entregas efectuadas con anterioridad a esa fecha. En tanto que para las personas jurídicas que integren el mismo grupo económico pero que no ejercían una relación de control directo sobre el cliente al 11.5.23, lo previsto será aplicable solo por las entregas efectuadas a partir del 12.5.23".

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

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

(c) (y) una declaración jurada de cada persona humana o jurídica declarada en la declaración jurada indicada en el punto 3.16.3.3. (es decir, todos los Controlantes Directos y los miembros declarados del Grupo Económico), dejando constancia de lo dispuesto en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Texto Ordenado de Exterior y Cambios (nos referiremos a esta declaración jurada como la "**Declaración Jurada del Grupo Económico**"); o bien

(c) (z) una declaración de cada una de las personas humanas o jurídicas declaradas en la declaración jurada indicada en el punto 3.16.3.3. (esto es, todos los Controlantes Directos y los integrantes declarados del Grupo Económico), en la que se deje constancia de que, "en el plazo previsto en el punto 3.16.3.4., no ha recibido en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos -excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales-, salvo aquellos directamente asociados a

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios, que hayan provenido del cliente o de alguna persona detallada en el punto 3.16.3.3. a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en el punto 3.16.3.4.”.
Finalmente, el Punto 3.16.4 del Régimen Cambiario establece que las entidades requerirán la conformidad previa del BCRA para dar acceso al mercado de cambios a las personas humanas o jurídicas incluidas por la AFIP en la base de datos de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos por dicho organismo. Este requisito no resultará de aplicación para el acceso al mercado para las cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra.

Pago de las importaciones

El Punto 3.1 del Régimen Cambiario permite el acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes, estableciendo diferentes condiciones según se trate de pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero, o de pagos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente. A su vez, dispone el restablecimiento del sistema de seguimiento de pago de importaciones “**SEPAIMPO**” a los efectos de monitorear los pagos de importaciones, las financiaciones de importaciones y la demostración del ingreso de los bienes al país.

Asimismo, el importador local debe designar una entidad financiera local para actuar como banco de seguimiento, que será el responsable de verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, incluyendo, entre otros, la liquidación de financiaciones de importación y el ingreso de los bienes importados.

La Comunicación “A” 7917 emitida el 13 de diciembre de 2023, luego modificada por la Comunicación “A” 7953 de fecha 26 de enero de 2024, modificó sustancialmente el régimen de acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios. Dicha Comunicación estableció en cuanto al acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes, lo siguiente, con vigencia a partir del 13 de diciembre de 2023:

I. La SIRA en estado “SALIDA” no será requisito para el acceso al mercado de cambios.

1.1. No será necesario para el acceso al mercado de cambios, contar con una declaración efectuada a través del SIRA en estado "SALIDA" como requisito de acceso al mercado de cambios y ni convalidar la operación en el sistema informático "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior".

II. Pagos de importaciones de bienes con registro de Ingreso Aduanero a partir del 13.12.23.

1.2. Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos diferidos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13.12.23, cuando adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, se verifique que el pago respeta el cronograma que se presenta a continuación según tipo de bien:

i) desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: a) aceites de petróleo o mineral bituminoso, sus preparaciones y sus residuos (subcapítulos 2709, 2710 y 2713 de la NCM) o b) gases de petróleo y demás hidrocarburos gaseosos (subcapítulo 2711 de la NCM). c) hulla bituminosa sin aglomerar (posición arancelaria 2701.12.00 de la NCM), cuando la importación sea concretada por una central de generación eléctrica. d) energía eléctrica (posición arancelaria 2716.00.00 de la NCM).

ii) desde los 30 (treinta) días corridos desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: a) productos farmacéuticos y/o insumos utilizados en la elaboración local de los mismos, otros bienes relacionados con la atención de la salud o alimentos para el consumo humano alcanzados por lo dispuesto por el artículo 155 Tris del Código Alimentario Argentino, cuyas posiciones arancelarias según la Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM) se encuentran detalladas en el punto 12.3. de las normas de "Exterior y cambios”. La entidad deberá contar con la declaración jurada del importador dejando constancia de que los bienes serán destinados a los fines previstos en este punto; b) fertilizantes y/o productos fitosanitarios y/o insumos que pueden ser destinados a su elaboración local, cuyas posiciones se encuentran detalladas en el punto 12.2. de las normas de "Exterior y cambios". La entidad deberá contar con la declaración jurada del importador dejando constancia de que los bienes serán destinados a los fines previstos en este punto.

iii) desde los 180 (ciento ochenta) días corridos desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: a) automotores terminados (subcapítulo 8703 de la NCM). b) aquellos que correspondan a las posiciones arancelarias detalladas en el punto 12.1. de las normas de "Exterior y cambios" que no se encuentren contempladas en puntos precedentes, independientemente de su valor FOB unitario.

iv) para los restantes bienes, el pago de su valor FOB podrá ser realizado en los siguientes plazos contados desde el registro de ingreso aduanero de los bienes:

a) un 25% desde los 30 (treinta) días corridos.

b) un 25% adicional desde los 60 (sesenta) días corridos.

c) otro 25% adicional desde los 90 (noventa) días corridos.

d) el restante 25% desde los 120 (ciento veinte) días corridos.

v) Los fletes y seguros que formen parte de la condición de compra pactada con el vendedor podrán ser abonados totalmente a partir de la primera fecha en que el importador tenga acceso en virtud de los bienes comprendidos.

1.3. Las entidades también podrán dar acceso al mercado de cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos diferidos de nuevas importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13.12.23 antes de los plazos previstos en el punto 1.2. cuando, adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 3 de las normas de "*Exterior y Cambios*".

1.4. El acceso al mercado de cambios para realizar pagos con registro aduanero pendiente requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 3 de la Comunicación.

III. Pagos de importaciones con registro de ingreso aduanero pendiente o antes de los plazos previstos en los puntos precedentes.

3. La norma permite el acceso al mercado de cambios para cursar pagos con registro de ingreso aduanero pendiente o pagos diferidos antes de los plazos previstos en el punto 1.2., cuando se verifiquen los restantes requisitos aplicables, únicamente en caso de financiaciones, nuevas liquidaciones de prefinanciaciones o anticipos o bajo beneficios específicos.

IV. Stock de deuda. Importaciones de Bienes:

El acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones por bienes cuyo registro de ingreso aduanero se produjo hasta el 12.12.23, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando sean operaciones financiadas por entidades financieras o agencias oficiales de crédito u organismos internacionales; entre otras situaciones.

La Comunicación "A" 7917 también dispone que el acceso a las entidades financieras para cancelar obligaciones derivadas de cartas de crédito o letras avaladas emitidas u otorgadas a partir del 13 de diciembre de 2023, en el marco de un importación en la que sea requisito contar con una declaración SIRA estará condicionado a que la entidad cuente con documentación que demuestre, a la fecha de emisión u otorgamiento, la operación garantizada era compatible con los plazos y condiciones previstos en los puntos 1.2. y 2.2. de la presente.

Pago de deudas con el exterior por la importación de bienes y/o por servicios efectivamente prestados y/o devengados

El 22 de diciembre de 2023 el BCRA emitió la Comunicación "A" 7925 mediante la cual establece los requisitos para que los importadores que tengan deudas pendientes con el exterior por la importación de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023 y/o por servicios efectivamente prestados y/o devengados hasta esa fecha (el "**Stock de Deuda de Importaciones**"), puedan suscribir Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre ("**BOPREAL**").

Los importadores de bienes podrán suscribir los BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por sus importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023 inclusive. El monto de los BOPREAL que los importadores podrán suscribir se ajustará al monto pendiente de pago registrado en el sistema de SEPAIMPO del BCRA. Por su parte, los importadores de servicios devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, también podrán suscribir los BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por esas operaciones. Los importadores de bienes y servicios que, con anterioridad al 31 de enero de 2024, suscriban la serie ofrecida con mayor plazo por el BCRA (vencimiento en 2027), y por un monto igual o mayor al 50% del monto pendiente del Stock de Deuda de Importaciones, podrán acceder al mercado de cambios desde el 1 de febrero de 2024 para pagar el Stock de Deuda de Importaciones por el equivalente al 5% del monto suscripto de dicha especie.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Asimismo, se autoriza el acceso al mercado de cambios para el pago del Stock de Deuda de Importaciones mediante la realización de un canje y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta bancaria local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los BOPREAL.

Conforme resuelto por la Comunicación "A" 7940 del BCRA, los importadores que suscriban BOPREAL podrán venderlos con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior o transferirlos a depositarios en el exterior, por hasta el monto adquirido en la suscripción primaria sin que ello limite su capacidad de acceder al mercado de cambios en la medida que las cuentas a acreditarse no se encuentran radicadas en países o territorios donde no se aplican o no se aplican suficientemente las Recomendaciones del Grupo de Acción Financiera Internacional. Asimismo, por Comunicación "A" 7935 se estableció que quienes hubieran suscripto BOPREAL en licitación primaria podrán realizar, a partir del 01.04.24, operaciones de ventas de títulos contra moneda extranjera por la diferencia entre el valor nominal licitado y el precio de venta en el mercado secundario obtenido por la venta de BOPREAL, sin violar las declaraciones juradas establecidas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Texto Ordenado de Exterior y Cambios.

Pago de servicios prestados por no residentes

En virtud del Punto 3.2 del Régimen Cambiario las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para cursar pagos de servicios prestados por no residentes en la medida que cuenten con documentación que permita avalar la existencia del servicio.
En el caso de deudas comerciales por servicios el acceso se produce a partir de la fecha de vencimiento, en la medida que se verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".

La Comunicación "A" 7953 emitida el 26 de enero de 2024, modificó sustancialmente el régimen de acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios. Dicha Comunicación estableció en cuanto al acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de servicios, lo siguiente, con vigencia a partir del 13 de diciembre de 2023:

I. La SIRASE aprobada no será requisito para el acceso al mercado de cambios.

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".

II. Acceso al mercado de cambios para el pago de servicios:

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 o que vayan a prestarse al 13 de diciembre de 2023 por no residentes, en la medida que se verifiquen los restantes requisitos normativos aplicables, cuando:

i) el pago corresponde a una operación que encuadra en los siguientes códigos de concepto:

S03. Servicios de transporte de pasajeros.
S06. Viajes (excluidas las operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos).
S23. Servicios audiovisuales.
S25. Servicios del gobierno.
S26. Servicios de salud por empresas de asistencia al viajero.
S27. Otros servicios de salud.
S29. Operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos.

ii) los gastos que abonen a entidades financieras del exterior por su operatoria habitual.

iii) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto "S30. Servicios de fletes por operaciones de importaciones de bienes" por servicios prestados o devengados a partir del 13.12.23 y el pago se concrete una vez transcurrido, desde la fecha de prestación del servicio, un plazo equivalente al cual podría comenzar a pagarse el bien transportado según lo dispuesto en el punto 1.2.

iv) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto "S24. Otros servicios personales, culturales y recreativos" prestados o devengados a partir del 13.12.23 y el pago se concreta una vez transcurrido un plazo de 90 (noventa) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.

v) el pago corresponde a una operación que corresponde a un servicio no comprendido en los puntos 2.2.i) a 2.2.iv) y prestado por una contraparte no vinculada al residente a partir del 13.12.23 y se concreta una vez transcurrido un plazo de 30 (treinta) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.

vi) el pago corresponde a una operación que corresponde a un servicio no comprendido en los puntos 2.2.i) a 2.2.iv). y prestado por una contraparte vinculada al residente a partir del 13.12.23 y el pago se concreta una vez transcurrido un plazo de 180 (ciento ochenta) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.

III. Stock de deuda de Importaciones de Servicios.

Será admisible el acceso al mercado de cambios para pagos por servicios de no residentes prestados y/o devengados a partir del 12.12.23, con antelación a los plazos previstos en los puntos 13.2.3. a 13.2.6, cuando, además de los demás requisitos aplicables, se verifiquen las siguientes situaciones:

i) Que el cliente acceda al mercado de cambios con fondos originados en una financiación de importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local con cargo a una línea de crédito del exterior, en la medida en que los plazos de vencimiento y los montos de capital a pagar de la financiación otorgada sean compatibles con los previstos en el punto 13.2.

Si la concesión de la financiación es anterior a la fecha de prestación o devengo del servicio, los plazos previstos en el ítem 13.2. se computarán a partir de la fecha estimada de prestación o devengo, más 15 (quince) días corridos.

ii) Que el cliente tenga acceso al mercado de cambios en forma simultánea a la liquidación de fondos por adelantos o prefinanciaciones de exportaciones del exterior o prefinanciaciones de exportaciones otorgadas por entidades financieras locales con fondeo en líneas de crédito del exterior, en la medida que se cumpla con lo estipulado en el punto 13.3.1. respecto de los plazos de vencimiento y los montos de capital a pagar por la financiación.

iii) Que el cliente acceda al mercado de cambios simultáneamente con la liquidación de fondos originados en un endeudamiento financiero en el exterior, en la medida en que se cumpla con lo dispuesto en la Sección 13.3.1. en cuanto a plazos de vencimiento y montos de capital a pagar por la financiación.

La porción del endeudamiento financiero con el exterior que se utilice en virtud de lo dispuesto en este punto no podrá computarse a los efectos de otros mecanismos específicos que posibiliten el acceso al mercado de cambios a partir del ingreso y/o liquidación de este tipo de operaciones.

iv) En el caso que el pago por importación de servicios se realice en el marco del mecanismo previsto en el punto 7.11.

v) El cliente cuente con una "Certificación para los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto Nº 277/22)" emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17.

vi) El pago corresponde a operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 12 de diciembre de 2023, por entidades financieras locales o del exterior.

vii) El pago corresponda a operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 12 de diciembre de 2023, por organismos internacionales y/o agencias oficiales de crédito.

IV. Pagos de servicios al exterior antes de los plazos previstos.

Se requerirá la aprobación previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para efectuar pagos por servicios prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, salvo que además de los demás requisitos aplicables, la entidad verifique los ítems 13.4.1. a 13.4.8.

Endeudamiento financiero con el exterior

Tal y como se ha comentado anteriormente, para que los deudores residentes puedan acceder al mercado de cambios para cancelar el endeudamiento financiero con el exterior desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019, es necesario que el producto del préstamo se haya liquidado a través del mercado de cambios y que la operación haya sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Repago de la deuda en moneda extranjera entre residentes

Se prohíbe el acceso al mercado de cambios para el repago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, contraídas a partir del 1 de septiembre de 2019.
Sin embargo, establece como excepciones la cancelación a partir de su vencimiento de capital e intereses de:

- Financiación en moneda extranjera concedida por entidades financieras locales (incluidos los pagos por consumo en moneda extranjera a través de tarjetas de crédito).
- Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas a través de registros públicos o escrituras en o antes del 30 de agosto de 2019.
- Las emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 1 de septiembre de 2019, con el objeto de refinanciar obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas a través de registros o escrituras públicas antes del 30 de agosto de 2019, y que supongan un aumento de la vida promedio de las obligaciones.
- El pago, al vencimiento, de los servicios de capital e intereses de las nuevas emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019, con registro público en el país, denominadas y pagaderas en moneda extranjera en el país, en la medida que: (i) estén denominados y suscritos en moneda extranjera, (ii) los respectivos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera y (iii) la totalidad de los fondos obtenidos con la emisión se liquiden a través del mercado de cambios.
- Las emisiones realizadas entre del 9 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023 de títulos de deuda con registro público en el país con una vida promedio no inferior a dos años, denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, que hayan sido entregados a acreedores de endeudamiento financiero y/o títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera con vencimientos entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023, que hayan sido entregados a acreedores como parte de los parámetros de refinanciación exigidos oportunamente en el punto 3.17 del Régimen Cambiario, siguiendo los requisitos del punto 3.6.1.4.
- Las emisiones realizadas a partir del 7 de enero de 2021 de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida en que hayan sido entregados a acreedores para refinanciar deudas preexistentes con extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto del capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida en que los nuevos títulos de deuda no venzan antes de 2023, el importe equivalente a los intereses que se devengarían hasta el 31 de diciembre de 2022 sobre el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o sobre los intereses que se devengarían sobre las cantidades así refinanciadas.
- Las emisiones de títulos de deudas con registro público en el país que quedaron encuadradas en el punto 7.11.1.5., en la medida que se demuestre el registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente a la financiación recibida.

Pagos de capital en virtud de deudas con contrapartes vinculadas hasta el 31 de diciembre de 2024

Se requiere la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para realizar pagos al exterior de capital e intereses de deudas financieras cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor. Este requisito es aplicable hasta el 31 de diciembre de 2024, de acuerdo con el Punto 3.5.6 del Régimen Cambiario. Asimismo, las deudas comprendidas en este punto continuarán sujetas a la conformidad previa aún cuando existiese una modificación del acreedor o del deudor que conlleve a que ya no exista una vinculación entre el acreedor y el deudor residente.

La conformidad previa del BCRA no será requerida cuando (i) se trate de operaciones propias de las instituciones financieras locales; (ii) se trate de una endeudamiento financiero con el exterior que tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años y los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020; (iii) se trate de un endeudamiento financiero en el exterior que cumpla la totalidad de las siguientes condiciones: (a) el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024 establecido en el art. 2° del Decreto N° 892/20; (b) los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020; (c) el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2(dos) años. Asimismo, la mencionada conformidad tampoco resultará de aplicación cuando (i) el cliente cuente con una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" para los años 2021 y 2023, emitida en el marco de lo dispuesto en el Punto 3.18. del Régimen Cambiario por el equivalente del monto de capital que se abona; (ii) se trate de una endeudamiento financiero con el exterior con una vida promedio no inferior a dos años, liquidada entre el 21 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023, y que fue originalmente utilizado para pagar deudas comerciales por la importación de bienes y servicios y que originó la emisión de una Certificación de ingreso de nuevo endeudamiento financiero con el exterior en el marco del punto 3.19; (iii) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior exterior con una vida promedio no inferior a dos años, liquidada entre el 21 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

de 2023,originado en una refinanciación con el propio acreedor de deudas comerciales por la importación de bienes y servicios encuadrada en el marco de los dispuesto en el punto 3.20. La entidad deberá contar con una certificación de acceso al mercado de cambios emitida dentro de los 5 (cinco) días hábiles anteriores, por la entidad que se inscribió ante el BCRA dentro del código de concepto P17. Registro de refinanciación de deuda comercial en el punto 20 de la Comunicación "A" 7626".; (iv) el cliente cuente con una Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural, emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17, por el equivalente del monto de capital que se abona; y(v) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior comprendido en el mecanismo del punto 7.11. y la fecha de acceso sea consistente con las condiciones requeridas para encuadrar en tal mecanismo.s

Acceso al mercado de cambios para el pago de nuevas emisiones de títulos de deuda

Acceso al mercado de cambios para el pago del capital y los servicios de los títulos de deuda denominados y registrados públicamente en el exterior cuando el deudor haya liquidado a través del mercado de cambios un importe equivalente al valor nominal del endeudamiento en el exterior.

Se considerará cumplido el citado requisito para la porción de títulos de deuda registrados públicamente en el exterior emitidos a partir del 7 de enero de 2021, destinados a refinanciar deuda preexistente mediante la ampliación de su vida promedio, por un importe equivalente al capital refinanciado, y siempre que los nuevos títulos no tengan un calendario de vencimientos del capital dentro de 2 años, por los intereses devengados hasta la fecha de la refinanciación y, los intereses que se devengarían durante los dos primeros años por el endeudamiento refinanciado y/o por el aplazamiento del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían por las cantidades refinanciadas.

Títulos debidamente registrados que están denominados y son pagaderos en moneda extranjera en Argentina

De acuerdo con el Punto 2.5 del Régimen Cambiario, los emisores de deuda residentes tendrán acceso al mercado cambiario para el pago al vencimiento del capital y los intereses de las emisiones de títulos de deuda debidamente registradas que estén denominadas y sean pagaderas en moneda extranjera en Argentina, en la medida en que (i) estén totalmente suscritas en moneda extranjera, y (ii) siempre que el producto de la emisión se liquide previamente a través del mercado cambiario.

Acceso de los no residentes al mercado de cambios

De acuerdo con el Punto 3.13 del Régimen Cambiario, se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de los no residentes para la compra de moneda extranjera, con excepción de las siguientes operaciones (i) organismos e instituciones internacionales que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación, (ii) representaciones diplomáticas y personal consular y diplomático acreditado en el país para las transferencias que realicen en el ejercicio de sus funciones, (iii) representantes de tribunales, autoridades u oficinas, misiones especiales, comisiones u organismos bilaterales establecidos por Tratados o Acuerdos Internacionales, en los que la República Argentina sea parte, en la medida que las transferencias se realicen en el ejercicio de sus funciones, (iv) transferencias al exterior a nombre de personas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones pagadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social ("**ANSES**"), por hasta el monto pagado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se realice a una cuenta bancaria de propiedad del beneficiario en su país de residencia registrado, (v) compra de moneda extranjera (en efectivo) por parte de personas no residentes para gastos de turismo y viajes, hasta un monto máximo de US$ 100, en la medida que la entidad financiera pueda verificar en el sistema online implementado por el BCRA que el cliente ha liquidado un monto igual o superior a la suma a comprar dentro de los 90 días anteriores a la operación; (vi) las transferencias a cuentas bancarias *offshore* de personas que sean beneficiarias de pensiones otorgadas por el Estado Nacional de acuerdo con las Leyes Nros. 24.043, 24.411, 25.914 y complementarias; y (vii) repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controladoras de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado a través del mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020 y la repatriación tenga lugar al menos dos años después de su ingreso.

Acceso al mercado de cambios para fines de ahorro o inversión de los particulares

De acuerdo con el Punto 3.8 del Régimen Cambiario, los residentes argentinos pueden acceder al mercado de cambios con fines de formación de activos en el exterior, asistencia familiar y para operaciones con derivados (con algunas excepciones expresamente establecidas) por hasta US$ 200 (a través de débitos en cuentas bancarias locales) o US$ 100 (en efectivo) por persona por mes a través de todas las entidades de cambio autorizadas. Si el acceso implica una transferencia de los fondos al exterior, la cuenta de destino debe ser una cuenta de propiedad de la misma persona.
En todos los casos, se aplican los requisitos generales detallados en el punto "–Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de cambios–Requisitos generales".

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Las compras en pesos realizadas en el exterior con tarjeta de débito y los montos en moneda extranjera adquiridos por personas humanas en el Mercado de Cambios a partir del 1 de septiembre de 2020, para el pago de obligaciones entre residentes en el marco del Punto 3.6 del Régimen Cambiario, incluyendo los pagos por compras con tarjeta de crédito en moneda extranjera, se deducirán, a partir del mes calendario siguiente, del cupo mensual de US$ 200. Si el importe de dichas compras supera la cuota disponible para el mes siguiente o dicha cuota ya ha sido absorbida por otras compras realizadas desde el 1 de septiembre de 2020, dicha deducción se realizará de las cuotas de los meses siguientes hasta completar el importe de dichas compras.
La entidad correspondiente verificará en el sistema en línea implementado por el BCRA si la persona no ha alcanzado los límites fijados para el mes calendario correspondiente o no los ha superado en el mes calendario anterior y, por lo tanto, está habilitada para realizar la operación de cambio, y solicitará al cliente que presente una declaración jurada en la que conste que dicha persona no es beneficiaria de ningún "Créditos a tasa cero" contemplado en el artículo 9 del Decreto N° 332/2020 y sus modificatorias, "Créditos a tasa subsidiada para empresas" y/o "Créditos a tasa cero cultura".

Adicionalmente, se destaca que mediante la Comunicación “A” 7.606 el BCRA estableció que las personas usuarias de los servicios púbicos que solicitaron y obtuvieron el subsidio en las tarifas derivadas del suministro de gas natural por red y/o energía eléctrica, como así también aquellas que lo hubieran obtenido de manera automática, y las que mantengan el subsidio en las tarifas de agua potable, no podrán mientras mantengan el mencionado beneficio: (i) acceder al mercado de cambios para realizar compras de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, en los términos del Punto 3.8. de las normas sobre "Exterior y cambios"; ni (ii) realizar las operaciones enunciadas en el Punto 4.3.2. de las normas de "Exterior y cambios".

Finalmente, a través de la Comunicación “A” 7.609 el BCRA estableció, con vigencia a partir del 20 de septiembre de 2022, que los clientes personas jurídicas residentes en el país dedicados a la actividad agrícola que vendan mercaderías en el marco del Decreto N° 576/2022 a quien realice su exportación en forma directa o como resultante de un proceso productivo realizado en el no podrán: (i) acceder al mercado de cambios para realizar compras de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, en los términos del Punto 3.8. de las normas sobre "Exterior y cambios"; ni (ii) realizar las operaciones enunciadas en el Punto 4.3.2. de las normas de "Exterior y cambios". Estas últimas disposiciones no resultan aplicables a las personas humanas. Con fecha 22 de febrero de 2024, en virtud de la Comunicación “A” 7968, se dejó sin efecto el punto 4.3.2.7. del texto ordenado de las normas de “*Exterior y cambios*”, que establecía que no pueden realizar las operaciones enunciadas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del citado ordenamiento aquellas personas jurídicas residentes dedicadas a la actividad agrícola que vendieron mercaderías en el marco del Decreto N° 576/22.

Acceso al mercado de cambios por parte de otros residentes -excluidas las entidades- para la formación de activos extranjeros y para las operaciones de derivados

De acuerdo con el Punto 3.10 del Régimen Cambiario, el acceso al mercado de cambios para la constitución de activos extranjeros y para las operaciones de derivados por parte de gobiernos locales, fondos de inversión, otras universalidades establecidas en Argentina, requiere la autorización previa del BCRA.

Acceso al mercado de cambios por parte de los fideicomisos de garantía para el pago de capital e intereses

De acuerdo con el Punto 3.7 del Régimen Cambiario, los fideicomisos de garantía argentinos creados para garantizar los pagos de capital e intereses de los deudores residentes pueden acceder al mercado de cambios para realizar dichos pagos a su vencimiento programado, en la medida en que, de acuerdo con la normativa vigente aplicable, el deudor hubiera tenido acceso al mercado de cambios para realizar dichos pagos directamente. Asimismo, bajo ciertas condiciones, un fiduciario puede acceder al mercado de cambios para garantizar determinados pagos de capital e intereses de la deuda financiera en el exterior y anticipar el acceso al mismo.

Operaciones con derivados

El Punto 3.12 del Régimen Cambiario exige que, a partir del 11 de septiembre de 2019, la liquidación de las operaciones de futuros en mercados regulados, *“forwards”*, opciones y cualquier otro tipo de derivados celebrados en el país, se realice en pesos.
Asimismo, se permitirá el acceso al mercado de cambios para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, según corresponda, en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, siempre que dichas garantías no cubran riesgos superiores a los pasivos externos contraídos por el deudor a la tasa de interés del riesgo que se está cubriendo a través de dicha operación. El cliente que acceda al mercado local mediante este mecanismo deberá designar una institución autorizada para operar en el mercado de cambios que hará el seguimiento de la operación y presentará una declaración jurada comprometiéndose a repatriar y liquidar los fondos que le correspondan como consecuencia de dicha operación o como consecuencia de la liberación del dinero de la garantía, dentro de los 5 días hábiles siguientes a la fecha en que se produzca dicho pago o liberación.

Pago de utilidades y dividendos

Conforme a el Punto 3.4 del Régimen Cambiario, el acceso al mercado de cambios para el giro de divisas al exterior en concepto de pago de dividendos y utilidades a accionistas no residentes está sujeto a la conformidad previa del BCRA, salvo que se cumplan los siguientes requisitos:

i. Los dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.
ii. El monto total abonado a los accionistas no residentes no deberá superar el monto en pesos que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas.
iii. De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos por las operaciones involucradas.
iv. La empresa encuadra dentro de alguna de las siguientes situaciones y cumple todas las condiciones estipuladas en cada caso:
    (a) Registra aportes de inversión directa liquidados a partir del 17 de enero de 2020. En cuyo caso, (i) el monto total de transferencias que se cursen en el mercado de cambios para el pago de dividendos a accionistas no residentes no podrá superar el 30% del valor total de los aportes de capital realizados en la empresa local correspondiente que hayan entrado y se hayan liquidado a través del mercado de cambios a partir del 17 de enero de 2020: (ii) el acceso sólo se concederá una vez transcurrido un plazo no inferior a treinta días corridos a partir de la fecha de liquidación del último aporte de capital que se tenga en cuenta para determinar el mencionado tope del 30% del capital; y (iii) se deberá acreditar la capitalización definitiva de los aportes de capital o, en su defecto, se deberá acreditar la presentación del trámite de inscripción del aporte de capital ante el Registro Público. En este caso, la acreditación de la capitalización definitiva deberá realizarse dentro de los 365 días corridos siguientes a la fecha de la presentación inicial ante el Registro Público.
    (b) Utilidades generadas en proyectos enmarcados en el plan de promoción de la producción del gas natural argentino - Esquema de oferta y demanda 2020-2024" - establecido en el artículo 2° del Decreto N° 892/20 ("**Plan GasAr**"), de corresponder. En este caso, (i) las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el Plan GasAr establecido en el artículo 2 del Decreto Nº 892/2020. Si el cliente es beneficiario directo del Decreto N° 277/22, el valor de los beneficios del decreto utilizados por el cliente, en forma directa o indirecta, deberán ser deducidos del monto que se habilita en el párrafo precedente; (ii) el acceso al mercado de cambios se produce no antes de los 2 años corridos contados desde la fecha de la liquidación en el mercado de cambios del aporte que permite el encuadre en el presente punto; y (iii) el cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.
    (c) Cuenta con una certificación de aumento de exportaciones de bienes. En este caso, el cliente debe disponer de una certificación de aumento de exportaciones de bienes.
    (d) Cuente con una Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural.
    (e) Cuente con una Certificación por aportes de inversión directa en el marco del Régimen de Fomento de la Economía del Conocimiento.

Los casos que no cumplan con las condiciones anteriores requerirán la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera para la distribución de utilidades y dividendos.

Otras disposiciones específicas

Operaciones de canje, arbitraje y títulos valores

Las entidades financieras pueden realizar operaciones de canje de divisas y arbitraje con sus clientes en los siguientes casos:

i. Un individuo transfiere fondos de sus cuentas locales (que ya están en moneda extranjera) a sus propias cuentas bancarias fuera de Argentina.
ii. La transferencia de divisas al exterior por parte de los depositarios comunes locales de valores negociables en relación con los ingresos recibidos en moneda extranjera a cuenta de los servicios de capital e intereses de los bonos del Tesoro argentino, cuando dicha operación forme parte del procedimiento de pago a solicitud de los depositarios comunes extranjeros;
iii. Las transferencias de divisas al exterior realizadas por personas físicas desde sus cuentas locales denominadas en moneda extranjera a cuentas de recaudación *offshore* hasta un monto equivalente a US$ 500 en cualquier mes, siempre que la persona física presente una declaración jurada en la que conste que la transferencia se realiza para colaborar con la manutención de los residentes argentinos que se vieron obligados a permanecer en el exterior en cumplimiento de las medidas adoptadas en respuesta a la pandemia del COVID-19;
iv. Las operaciones de arbitraje no originadas en transferencias desde el exterior podrán realizarse sin ninguna restricción, en la medida que los fondos sean debitados de una cuenta en moneda extranjera que el cliente posea en una institución financiera local. En la medida en que los fondos no sean debitados de una cuenta en moneda extranjera mantenida por el

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

cliente, estas operaciones podrán ser realizadas por personas físicas, sin la conformidad previa del BCRA, hasta el monto permitido para el uso de efectivo en los Puntos 3.8. y 3.13 del Régimen Cambiario;

v. Las operaciones de canje y arbitraje realizadas por personas físicas no residentes podrán realizarse sin restricciones en la medida en que los fondos se acrediten en una caja de ahorro para turistas de acuerdo con la normativa de depósitos de ahorro, cuenta sueldo y especiales;

vi. Los pagos de deudas originadas en la importación de bienes con mercancías aduaneras con registro aduanero de entrada hasta el 12 de diciembre de 2023 o en servicios prestados o devengados por no residentes hasta la citada fecha por no residentes hasta la fecha mencionada en la medida en que se cumplan los restantes requisitos reglamentarios y sean y se realicen con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera e intereses en moneda extranjera de los Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre (BOPREAL).

vii. Transferencia de divisas al exterior de clientes desde su "Cuenta especial para el régimen de fomento de la economía del conocimiento. Decreto Nº679/22" en la medida que se cumplan los requisitos normativos establecidos a tales efectos para cada tipo de operación.

viii. Todas las demás operaciones de canje y de arbitraje pueden ser realizadas por los clientes sin la conformidad previa del BCRA en la medida en que estarían permitidas sin necesidad de dicha conformidad de acuerdo con otras regulaciones cambiarias. Esto también se aplica a los depositarios comunes locales de valores con respecto a los ingresos recibidos en moneda extranjera como pagos de capital e intereses de valores en moneda extranjera pagados en Argentina.

Si la transferencia se realiza en la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la institución financiera abonará o cargará el mismo importe que el recibido o enviado del extranjero. Cuando la institución financiera cobre una comisión o tarifa por estas operaciones, se instrumentará en una partida específicamente designada.

Operaciones con títulos valores

De acuerdo con la Resolución General Nº 988/2023 de la CNV, se podrán realizar ventas de valores negociables con liquidación en moneda extranjera en jurisdicción cualquier y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, siempre que se respete un plazo mínimo de tenencia de 1 día hábil, contado a partir de su acreditación en el Agente Depositario Central de Valores Negociables, en la medida que las compras de los valores negociables en cuestión se hayan realizado contra pesos.

Asimismo, las transferencias a entidades depositarias extranjeras de valores negociables adquiridos con pesos argentinos, cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, deberán cumplir con un período mínimo de tenencia de 1 día hábil contado a partir de la fecha de depósito de dichos valores negociables, salvo que dicha acreditación (i) resulte de una colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o el BCRA en concordancia con la Comunicación "A" 7918, según fuera modificada o (ii) se refiera a acciones y/o certificados de depósito argentinos (CEDEAR) negociados en mercados regulados por la CNV. Los intermediarios y agentes de negociación deberán verificar el cumplimiento del mencionado plazo mínimo de tenencia de los valores negociables.

Además, (i) los beneficiarios de las refinanciaciones previstas en el Punto 1.1.1. de las normas sobre servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria prevista en el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su total cancelación; (ii) los beneficiarios de "Créditos a Tasa Cero", "Créditos a Tasa Cero 2021", "Créditos a Tasa Cero Cultura" o "Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas", previstos en los Puntos 1.1.2. y 1.1.3. de las normas sobre "Servicios Financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su total cancelación; (iii) los beneficiarios de la financiación en pesos en el marco del Punto 2 de la Comunicación "A" 6.937, Puntos 2 y 3 de la Comunicación "A" 7.006, complementada; hasta su total cancelación; (iv) los beneficiarios del artículo 2 del Decreto N° 319/2020 y normas complementarias y reglamentarias, mientras dure el beneficio respecto de la actualización del valor de la cuota; y (v) las personas comprendidas en la Resolución Conjunta de la Presidenta del Honorable Senado de la Nación y del Presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación Nro. 12/2020 del 1 de octubre de 2020; estarán impedidos de vender valores negociables emitidos por residentes para ser liquidados en moneda extranjera en la Argentina o transferir dichos valores negociables a depositarios del exterior o canjear valores negociables, emitidos por residentes, por activos del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos de valores negociables emitidos por no residentes. Tampoco podrán realizar estas operaciones los clientes incluidos en las Comunicaciones "A" 7606 y "A" 7609 del BCRA.

Disposiciones especiales para las financiaciones del Plan GasAr

El Punto 3.5.5 establece que en la medida en que el requisito de conformidad previa del BCRA esté en vigor para el acceso al mercado de cambios para la cancelación al vencimiento de capital e intereses de la deuda financiera en el extranjero, este requisito no se aplicará en la medida en que se cumplan todas las siguientes condiciones:

i. El destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024 establecido en el art. 2 del Decreto N° 829/20.

ii. Los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020.

iii. El endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 años.

Regímenes Informativos del Banco Central

El 28 de diciembre de 2017, el BCRA reemplazó los regímenes de información establecidos en las Comunicaciones "A" 3.602 y "A" 4.237 por la Comunicación "A" 6.401 (y la Comunicación "A" 6.795 complementaria), un régimen unificado aplicable a partir del 31 de diciembre de 2017 (el "**Régimen de Información de Activos y Pasivos Externos**"). En virtud de dicho régimen, los residentes argentinos (tanto personas jurídicas como físicas) que tengan deudas con el exterior (tanto financieras como de otro tipo) pendientes de pago o que hayan sido canceladas dentro de un trimestre determinado, deben informar trimestralmente al BCRA sus tenencias en el exterior de acciones y otras participaciones de capital, títulos de deuda no negociables y negociables, derivados financieros e inmuebles. Si su saldo de activos y pasivos en el extranjero es igual o superior a US$ 50 millones al final del año, también deben realizar una presentación anual. En todos los casos, estos informes se califican como "declaraciones juradas" a efectos de control de cambios.

El acceso al mercado de cambios para el reembolso del endeudamiento financiero exterior y otras operaciones está condicionado al cumplimiento por parte del deudor Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. Véase "—Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de cambios—Endeudamiento financiero con el exterior".

Anticipo de operaciones cambiarias

Las entidades autorizadas a operar con divisas deberán suministrar al BCRA, al final de cada día hábil y con dos días hábiles de anticipación, información sobre las operaciones de salida a través del mercado de cambios por montos diarios iguales o superiores al equivalente a US$ 10.000. Los clientes deberán informar a las entidades financieras con la suficiente antelación para que puedan cumplir con los requisitos de este régimen de información y, en consecuencia, en la medida en que se cumplan simultáneamente otros requisitos establecidos en la normativa cambiaria, podrán procesar las operaciones de cambio.

Comisión Nacional de Valores

R.G. CNV 838/2020

El 13 de mayo de 2020, la CNV sancionó la Resolución General Nro. 838/2020 la cual aclaró ciertas limitaciones impuestas por la RG CNV 835 y por la RG CNV 836 al disponer que:

(a) La restricción establecida por la RG CNV 836 no alcanza a las inversiones realizadas en instrumentos emitidos o denominados en moneda extranjera, que se integran y pagan en Pesos, y cuyos intereses y capital se cancelan exclusivamente en moneda de curso legal (tal como los títulos comúnmente denominados "*Dólar Link*")

(b) Las inversiones realizadas por los FCI en (1) obligaciones negociables emitidas y negociadas en la Argentina, y (2) títulos de deuda pública provincial y municipal, emitidos en moneda extranjera y adquiridas con anterioridad a la entrada en vigencia de la RG CNV 836, pueden ser conservadas en cartera hasta su vencimiento.

(c) Los fondos en moneda extranjera provenientes del pago de cupones y/o amortizaciones, así como de la enajenación en el mercado secundario de los activos antes mencionados en el punto (b) anterior, pueden ser reinvertidos en instrumentos emitidos en moneda extranjera destinados al financiamiento de PYMES y/o de proyectos productivos de economías regionales e infraestructura y/o en títulos de deuda pública provincial y municipal emitidos en dicha moneda.

(d) Por último, se exceptúa de la restricción establecida por la RG CNV 836 a la tenencia en instrumentos de deuda pública denominados en moneda extranjera que sean ingresados al canje voluntario de deuda soberana, dispuesto en los términos del Decreto Nº391/2020 (modificado por el Decreto Nº404/2020) y respecto de aquellos instrumentos recibidos como resultado de dicho canje.

Por lo general, las resoluciones antes denominadas (y cualquier otra que modifique los activos en cartera que pueda tener un FCI) tienen la consecuencia de que obligan a dicho fondo a tener que enajenar (en un plazo acotado de tiempo) lo que suele impactar negativamente en la valoración de la mencionada cuota parte del FCI. A la fecha del presente Prospecto, el Emisor no posee cuotapartes en FCI afectados por la RG CNV 835, la RG CNV 836 y/o la RG CNV 838.

R.G CNV 908/2021

El 14 de octubre de 2021 la CNV emitió la Resolución General N° 908/2021 mediante la cual fijó, entre otros puntos, la metodología de valuación y demás pautas aplicables a los Fondos Comunes de Inversión que posean en sus carteras títulos de deuda pública

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

nacional adquiridos en colocación primaria, con un vencimiento menor o igual a 30 días, con opción de pre cancelación parcial o total e intransferibles, en adición a lo previsto por la Resolución General Nº 905.

Así, para el caso de adquirir títulos cuyas condiciones de emisión establezcan la opción de pre cancelación de una porción de la tenencia del activo, determinan que esa porción -susceptible de pre cancelación- será valuada a su precio de realización, mientras que el saldo remanente será valuado reconociendo el interés devengado a la fecha de medición, de acuerdo a las condiciones de emisión del activo.

R.G CNV 953/2023

El 21 de marzo de 2023, la CNV publicó la Resolución General 953/2023, en dónde deroga el artículo 5° del Capítulo V del Título XVIII "Disposiciones transitorias" de las Normas (N.T. 2013 y mod.). La medida posibilita a los agentes Inscriptos concertar y liquidar operaciones de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en Dólares Estadounidenses emitidos por la República Argentina bajo Ley Local, con patrimonio propio; sin contemplar restricciones en las cantidades operadas.

R.G CNV 960/2023

Mediante Resolución General 960/2023 emitida el 12 de mayo de 2023 la CNV adecuó la reglamentación relativa a la suscripción en especie para los FCI denominados en moneda extranjera, no siendo admitida, en dichos supuestos, la suscripción e integración de cuotapartes mediante la entrega de valores negociables.

Se destaca que esta resolución es de carácter extraordinario y transitorio, subsistiendo su vigencia hasta que hechos sobrevinientes hagan aconsejable la revisión de la medida y/o hasta que desaparezcan las causas que determinaron su adopción.

R.G CNV 963/2023

Mediante Resolución General 963/2023 emitida con fecha 31 de mayo de 2023, la CNV actualizó los Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina, lo cual permite incorporar etiquetas que identifiquen instrumentos destinados a proyectos sociales y naturales específicos.

R.G CNV 966/2023

Mediante Resolución General Nº 966 de la CNV cuya entrada en vigencia fue el 27 de junio de 2023, adecúa el artículo 8° de la Sección IV del Título XI de las NORMAS (N.T. 2013 y mod.), modificando la definición de Beneficiario/a Final, a los fines de adaptar la normativa del organismo a la emitida por la UIF, como así también a otras disposiciones normativas a las que se hace referencia.

De tal forma, se recuerda que la citada definición establece que se entiende como Beneficiario/a Final a la/s persona/s humana/s que posea/n como mínimo el DIEZ POR CIENTO (10 %) del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o de cualquier otra estructura jurídica; y/o a la/s persona/s humana/s que por otros medios ejerza/n el control final, directo o indirecto, de las mismas, conforme lo dispuesto por el artículo 2° de la Resolución UIF N° 112/2021.

R.G CNV 972/2023

Mediante la Resolución General N° 972/2023, dictada por la CNV en fecha 14 de agosto de 2023, se modificaron las Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación en los estados financieros a los efectos de incorporar que no se admitirá la aplicación anticipada de las NIIF y/o sus modificaciones, excepto que en oportunidad de adoptarse se admita específicamente y que tampoco se admitirá la aplicación anticipada de las Normas Contables Profesionales Argentinas y/o sus modificaciones o aquellas que en un futuro las reemplacen, excepto que en oportunidad de adoptarse se admita específicamente ya que, como detalla en los considerandos de la presente, la admisión de aplicación anticipada de normas contables puede inducir a interpretaciones erróneas o conllevar mayores costos en el esfuerzo de aislar los efectos de la aplicación anticipada de aquellas entidades que hubieren utilizado tal opción, dificultando la toma de decisiones.

R.G CNV 973/2023

Mediante la Resolución General N° 973/2023, dictada por la CNV en fecha 1 de septiembre de 2023, se dispone que resulta necesario establecer los lineamientos que garanticen la trazabilidad de los fondos involucrados en las transferencias entre cuentas de un mismo ALyC I AGRO, que impliquen fondos de terceros y que sean destinadas a la operatoria del mercado de capitales, permitiendo, de

ese modo, identificar al originador y beneficiario final de los mismos, así como a los terceros intervinientes, con la documentación respaldatoria que resulte suficiente a tales efectos.
En este sentido, se autoriza que el ALyC I AGRO reciba fondos de clientes desde la cuenta bancaria de su titularidad afectada a las actividades de corretaje de granos, agropecuarias y agroindustriales en general y/o accesorias a éstas.

R.G CNV 974/2023

Mediante la Resolución General N°974, de 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.

R.G CNV 976/2023

Mediante la Resolución General N° 976, de fecha 7 de septiembre de 2023, la CNV incorpora un nuevo trámite habilitado para la tramitación de "Fusión de Fondos Comunes de Inversión Abiertos" que deberá iniciarse y diligenciarse a través de la plataforma de Trámites a Distancia del sistema de Gestión Documental Electrónica a partir del 11 de septiembre de 2023.

R.G CNV 977/2023

Mediante la Resolución General N° 977, de fecha 22 de septiembre de 2023, la CNV establece un régimen especial destinado a las personas menores de edad adolescentes, posibilitando que, a partir de los 13 años, suscriban cuotapartes de Fondos Comunes de Inversión Abiertos de "Mercado de Dinero", por sí o a través de sus representantes legales. Estas personas podrán cursar órdenes de suscripción de cuotapartes de Fondos Comunes de Inversión Abiertos de "Mercado de Dinero", mediante la modalidad de colocación a través de internet y con la previa autorización del representante legal.

Determinaron como requisito del sistema de colocación empleado la vinculación de una cuenta bancaria identificada con Clave Bancaria Uniforme (CBU) o cuenta de pago con Clave Virtual Uniforme (CVU), de titularidad del menor, con la de su representante legal.

Otro de los puntos resalta que el sistema deberá ofrecer un acceso específico con contenidos de educación financiera vinculados a las inversiones en FCI Abiertos, dirigido y adaptado a los menores de edad de este rango etario, no pudiendo contener ofrecimiento alguno de valores negociables y/o de servicios propios de los agentes vinculados al Fondo.

La presente Resolución entrará en vigencia a partir del 2 de octubre de 2023 y, a tal efecto, detallan las pautas de adecuación a los fines de permitir su encuadre de conformidad con la reglamentación.

R.G CNV 982/2023
Mediante la Resolución General N° 982/2023, de fecha 17 de octubre de 2023, la CNV readecua los límites contemplados en el artículo 5° BIS del "Capítulo V. Agentes de liquidación y compensación, agentes de negociación y agentes asesores globales de inversión" del Título XVIII de sus normas.

A partir del 17 de octubre de 2023, se establece que en las operaciones de compraventa, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo y por parte de las subcuentas alcanzadas por lo dispuesto en el artículo 6° del Capítulo V del Título VI y que asimismo revistan el carácter de inversores calificados de Certificados de Depósito Argentinos (CEDEAR), se deberá observar, para esos valores negociables, que el monto de las compras con liquidación en moneda local no supere el monto de las ventas con liquidación en dicha moneda, por cada subcuenta comitente y por cada jornada de concertación.

R.G CNV 984/2023

Mediante la Resolución General N° 984/2023, de fecha 30 de noviembre de 2023, la CNV readecúa ciertos límites y condiciones previstas en el artículo 6° TER del Capítulo V del Título XVIII, relaciondas con las operaciones de clientes con C.D.I. o C.I.E. y C.U.I.T.

Los agentes deberán contemplar nuevas condiciones respecto de aquellos clientes que revistan el carácter de intermediarios y/o entidades similares radicados en el exterior regulados por Comisiones de Valores u otros organismos de control. Deberán constatar, entre otros, que los citados intermediarios del exterior únicamente actúen en calidad de depositarios de acciones de sociedades emisoras locales para dar cumplimiento al pago de dividendos a tenedores -locales argentinos o extranjeros- de certificados de

depósito en custodia en el exterior (GDS/ADR/ADS) correspondientes a tales emisoras, mediante la realización de una o más operaciones con valores negociables destinadas a implementar dicho pago en el exterior.

R.G CNV 985/2023

Mediante la Resolución General N° 985/2023, de fecha 1 de diciembre de 2023, la CNV adecúa el Régimen Informativo General aplicable a todas las categorías de Agentes, precisando como requisito para la vigencia de la inscripción en el Registro a su cargo el cumplimiento del pago de la tasa de fiscalización y control.

R.G. CNV 986/2023

El 29 de noviembre de 2023 la CNV emitió la Resolución General 986/2023 en dónde se resuelve: (i) incorporar una nueva sección a los fines de incluir los "Programas de emisión de Obligaciones Negociables dentro del Régimen PYME CNV Y PYME CNV Garantizada"; (ii) poder contemplar bajo un mismo programa global la posibilidad de emitir series y/o clases bajo el Régimen PyME CNV y/o PyME CNV GARANTIZADA. A tales efectos, el programa global deberá definir el monto máximo de emisión que corresponderá a cada uno de los regímenes mencionados y; (iii) aprobar el "Prospecto Programa Global Simplificado para PYME CNV o PYME CNV Garantizada" y "Suplemento de prospecto simplificado emisiones de clases o series bajo Programas Globales de PYME CNV o PYME CNV Garantizada".

R.G CNV 988/2023

El 13 de diciembre de 2023, la CNV emitió la Resolución General 988/2023 mediante la cual, respecto al plazo de permanencia para la liquidación de títulos públicos, modificó los artículos 2°, 3° y 4° del Capítulo V del Título XVIII y derogó el artículo 6° BIS de ese mismo apartado.

Sumado a ello, a partir del 13 de diciembre de 2023, se reduce a un día hábil el plazo mínimo de tenencia en cartera para dar curso a operaciones de venta de valores negociales 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.

R.G CNV 990/2024

El 5 de febrero de 2024, la CNV emitió la Resolución General 990/2024 mediante la cual, en atención al contexto económico financiero imperante y las recientes medidas adoptadas por el BCRA de conformidad con la Comunicación “A” 7918, se dispuso la modificación y derogación de determinadas exigencias y límites en relación con las operaciones de compraventa de valores negociables con liquidación en moneda extranjera. Se modifica el Capítulo V del Título XVIII de las Normas de la CNV, en materia de Agentes de Liquidación y Compensación, Agentes de Negociación y Agentes Asesores Globales de Inversión.
En primer lugar se establece que los Agentes de Liquidación y Compensación y los Agentes de Negociación deberán exigir a cada uno de los clientes ordenantes, una manifestación en carácter de declaración jurada de la cual surja en forma expresa que no han obtenido cualquier tipo de financiamiento a través de operaciones en el ámbito del mercado de capitales, ya sea de fondos y/o de Valores Negociables, con excepción de las emisiones de deuda con autorización de oferta pública otorgada por la CNV.
Seguidamente, se deroga el art. 5° bis, sobre las exigencias para las operaciones de compraventa con certificados de depósito argentinos (CEDEAR).

Asimismo, en materia de operaciones de clientes con C.D.I. o C.I.E. y C.U.I.T. se actualiza el monto máximo diario de operaciones que debe ser constatado por los Agentes de Negociación, los Agentes de Liquidación y Compensación y los Agentes de Corretaje de Valores Negociables, para dar curso a las órdenes y/o registrar operaciones en el ámbito de los Mercados autorizados por la CNV. De esta manera se establece que el volumen operado diario no puede superar el importe de $200.000.000.

R.G CNV N° 993/2024

Mediante resolución general de fecha 21 de febrero de 2024, la CNV realizó modificaciones en los capítulos I al III del Título VI de las Normas. De esta manera se estableció que los informes emitidos por las Auditorías Externas Anuales de Riesgos de los Mercados y de las Cámaras Compensadoras deberán hacer saber acerca del cumplimiento de los principios y recomendaciones del Comité de Pagos e Infraestructuras del Mercado en la materia y lo exigido en el Capítulo III del presente Título. A su vez, determina que, dentro de las funciones del Comité de Riesgos, corresponderá emitir y elevar, con periodicidad anual, un informe que abarque el relevamiento de las políticas y procedimientos de gestión de riesgos oportunamente establecidos por dicho órgano, su grado de cumplimiento, desvíos y propuestas de ajustes y/o mejoras a ser implementadas. Seguidamente, establece que, cuando garanticen el cumplimiento de las operaciones autorizadas por la CNV, los Mercados y las Cámaras Compensadoras, desempeñarán el rol y

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

funciones de contraparte central (CCP por sus siglas en inglés), debiendo observar la totalidad de los requisitos y procedimientos internos de actuación alineados a las mejores prácticas internacionales. Además, dentro de los riesgos que se deberán mitigar como parte de la Gestión Integral de Riesgos, se incorpora el Riesgo General de Negocio. Agrega que los órganos de administración de los Mercados y de las Cámaras Compensadoras serán responsables de la aprobación, implementación, funcionamiento y control de la referida gestión integral de riesgos. Por último, dentro del capítulo sobre Liquidación y Compensación de Operaciones, se incorporan la Sección VIII (Estructura de Buen Gobierno y Eficacia en los Procesos de Gestión de Riesgos) y la Sección IX (Información sobre Activos que Integran los Fondos de Garantía con Aportes de Agentes Miembros).

Creación del Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales, Resolución General N° 994/2024 y Resolución General 996/2024

A su vez, en virtud de la promulgación de la Ley N° 27.739 el 15 de marzo de 2024, con relación a empresas que operen activos virtuales como criptomonedas en la Argentina (las "**PSAV**") y a los efectos de prevenir el lavado de dinero, se establece la obligación de que las PSAV se registren ante la CNV (el "**Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales**"). A ese fin, se estableció que:

(i) La CNV, que será el organismo regulador de los PSAV, centralizará en el Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales la información referida a aquellas personas humanas y jurídicas que revisten el carácter de PSAV (definidos ahora en el artículo 4° bis de la ley 25.246).

(ii) El Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales se conformará con la información proveniente de los regímenes informativos establecidos por la CNV a tal efecto y con toda aquella información que pueda ser requerida a organismos públicos.

R.G N° 994/2024

Mediante resolución general de fecha 22 de marzo de 2024, la CNV instrumenta el Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales para garantizar el cumplimiento de los estándares fijados en la Recomendación 15 del GAFI, en la lucha contra el lavado de activos y el financiamiento del terrorismo, en lo que refiere a la adaptación a las nuevas tecnologías, así como sus productos y servicios conexos, como consecuencia del crecimiento de las transacciones con activos virtuales.
El Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales comprenderá a todas las personas humanas y jurídicas que utilicen páginas web, redes sociales u otros medios, direccionando su oferta y/o publicidad a sujetos residentes en la República Argentina, que tengan un cierto volumen de operaciones en el país o que utilicen cualquier tipo de tecnología para recibir localmente fondos de residentes en el mismo.

Durante esta etapa, los PSAV deberán informar al público inversor que la inscripción en el Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales es a los fines del control como sujeto obligado ante la UIF u otros organismos y que la misma no implica licencia ni supervisión por parte de la CNV sobre su actividad.

Aquellos afectados deberán solicitar la inscripción en el Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales dentro de los 45 días de la entrada en vigencia de la resolución general 994/2024.

R.G N° 996/2024

Mediante resolución general 996/2024 de fecha 3 de abril de 2024, la CNV adecúa su normativa con el objetivo de cumplir con la implementación de la Ley N° 27.739, modificatoria de la que reforma la Ley N° 25.246 de Prevención del Lavado de Activos, el Financiamiento del Terrorismo y la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva, e incorpora, a través de la aprobación de la mencionada resolución los sujetos obligados en el ámbito del mercado de capitales y los PSAV.

La medida introduce como nuevos sujetos obligados a los agentes depositarios centrales y a los agentes de custodia, registro y pago que ya estaban incluidos en la fiscalización de este organismo y a los PSAV, que además serán nuevos sujetos fiscalizados.

R.G N° 995/2024

Mediante resolución general 995/2024 de fecha 3 de abril de 2024, la CNV readecuó las exigencias en torno a ciertas operaciones de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, complementarias a los BOPREAL emitidos por el BCRA para el pago a los proveedores del exterior.

Las modificaciones exceptúan desde el 1° de abril a dichas operaciones, al igual que a los BOPREAL, respecto del cumplimiento del plazo mínimo de tenencia en cartera para transferir los mismos a entidades depositarias del exterior y de los límites y régimen

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

informativo previo requeridos tanto para dar curso a dichas transferencias como para concertar su venta con liquidación en moneda extranjera en el exterior. Estas modificaciones son complementarias de la normativa del BCRA que exceptúa a dichas operaciones de aquellas que excluyen a los importadores del mercado oficial de cambios.

Al respecto, los agentes deberán constatar el cumplimiento de las condiciones previstas en forma previa a gestionar cualquiera de las referidas operaciones, conservando la documentación respaldatoria en los respectivos legajos de los clientes.

Unidad de Información Financiera (la "UIF")

El 10 de mayo de 2023 se publicó la Resolución UIF N°78/2023, aplicable a los Sujetos Obligados del mercado de capitales, que tiene por objeto establecer los requisitos mínimos para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de lavado de activos y financiación del terrorismo (LA/FT). La misma entrará en vigor el día 1 de julio y sustituirá a la actual Resolución UIF N°21/2018.

A su vez, en virtud de la promulgación de la Ley N° 27.739 el 15 de marzo de 2024, en coherencia con las regulaciones sectoriales emitidas por la UIF en los últimos años, se definió lo siguiente:

- Se definen los siguientes términos: activos virtuales, acto terrorista, beneficiarios finales, bienes u otros activos, clientes, enfoque basado en riesgos, hechos u operaciones sospechosas, operaciones inusuales, organismos de contralor específicos, personas expuestas políticamente, organizaciones sin fines de lucro y proveedor de servicios activos virtuales.

- Se plasma el enfoque basado en riesgos en las supervisiones que realice la UIF sobre los sujetos obligados, las regulaciones que emita la UIF y distintas obligaciones de prevención que la UIF había establecido por vía regulatoria sobre ciertos sujetos obligados.

- Se faculta a la UIF a disponer el congelamiento de bienes y otros activos mediante resolución fundada y con comunicación inmediata al Ministerio Público Fiscal (MPF) y/o juez competente en el marco de operaciones sospechadas de financiación del terrorismo o de proliferación de armas de destrucción masiva.

- Se expandió la prohibición de oponer el secreto bancario, fiscal, bursátil o profesional, así como los compromisos legales o contractuales de confidencialidad, para aplicar no sólo al momento de la formulación de un reporte de operación sospechosa, sino también en el marco de declaraciones voluntarias y durante el intercambio de información con organismos análogos extranjeros.

- Se eliminó la disposición que establecía que, en caso de que la UIF presente una denuncia penal, cesaba el secreto sobre de la identidad de los sujetos obligados reportantes.

- Régimen administrativo sancionador:

(i) Se establece que, únicamente en caso de omisión de reporte de operación sospechosa, se aplicará una multa entre 1 y 10 veces el valor total de los bienes de la operación. Para el caso de otras infracciones (por incumplimientos formales), se reemplazan los montos fijos como unidad de medida de la multa por módulos actualizables de forma anual.

(ii) Se incorporan las siguientes sanciones: (i) apercibimiento; (ii) apercibimiento con obligación de publicación de la parte dispositiva de la resolución; y (iii) para oficiales de cumplimiento, la inhabilitación de hasta 5 años para el ejercicio de funciones en dicho carácter.

Régimen Penal Cambiario

El Régimen Cambiario establece que las operaciones que no cumplan con las normas cambiarias establecidas por dicho cuerpo normativo estarán sujetas al Régimen Penal Cambiario (Ley N° 19.359 y modificatorias).

Para mayor información sobre las restricciones y regulaciones de control de cambios vigentes, deberá asesorarse con sus asesores legales y leer las normas aplicables mencionadas en este documento, así como sus modificaciones y regulaciones complementarias, que se encuentran disponibles en el sitio web: http://www.infoleg.gob.ar/, o en el sitio web del BCRA: http://www.bcra.gob.ar, según corresponda. La información contenida en estos sitios web no forma parte del presente informe anual ni se considera incorporada al mismo. Véase "*Tipo de cambio y Controles Cambiarios*".

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

(B) NORMATIVA REFERENTE A LAVADO DE DINERO

El término "lavado de activos" se utiliza para referirse a transacciones que tienen la intención de introducir fondos provenientes de la comisión de un delito en el sistema financiero legal y así darles una apariencia legítima.

El 13 de abril del año 2000, el Congreso de la Nación aprobó la Ley Nº 25.246, modificada posteriormente por las Leyes Nº 26.087, 26.119, 26.268, 26.683, 26.734 y 27.739 (conjuntamente, la "**Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva**"), que creó a nivel nacional el régimen de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva ("**PLA/FT/FP**"), tipificando el delito de lavado de activos, creando y designando a la Unidad de Información Financiera (la "**UIF**") como autoridad de aplicación del régimen, y estableciendo la obligación legal para diversas entidades del sector público y privado a brindar información y cooperar con esta última.

La UIF es un organismo descentralizado que funciona con autonomía y autarquía financiera en jurisdicción del Ministerio de Justicia, y tiene como misión prevenir e impedir el delito de lavado de activos, el financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva.

A continuación, se enumeran ciertas disposiciones relativas al régimen de PLA/FT/FP establecido por la Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva y sus disposiciones modificatorias y complementarias, incluyendo las normas dictadas por la UIF y la CNV. Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores jurídicos y leer la Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva y sus normas complementarias.

Delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo

a) Lavado de activos

El Código Penal (el "**CP**") tipifica en su art. 303 el delito de lavado de activos, estableciendo que éste se configura cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, adquiere, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un acto ilícito, con la consecuencia posible de que el origen de los bienes originarios o los subrogantes adquieran la apariencia de un origen lícito, sea en un sólo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El art. 303 del CP establece las siguientes penas:

i. Si el monto de la operación supera los 150 salarios mínimos, vitales y móviles (a la fecha de este Prospecto representa un equivalente a $30.420.000), se impondrá prisión de tres (3) a diez (10) años y multas de dos a diez veces el monto de la operación. Esta pena se incrementará en un tercio del máximo y la mitad del mínimo, cuando:
    a. la persona realice el hecho de manera habitual o como miembro de una asociación o banda constituida para la comisión continuada de actos de esta naturaleza;
    b. la persona sea un funcionario público que haya cometido el hecho en el ejercicio o con ocasión de sus funciones. En este caso, también será castigado con la pena de inhabilitación especial de tres (3) a diez (10) años. La misma pena se impondrá a quien hubiera actuado en el ejercicio de una profesión u oficio que requiera cualificación especial.
ii. Será castigado con la pena de prisión de seis (6) meses a tres (3) años el que reciba dinero u otros bienes procedentes de un delito para aplicarlos en una operación de las descritas anteriormente, que les dé la posible apariencia de un origen lícito.
iii. Si el valor de la mercancía no excede de 150 salarios mínimos, vitales y móviles, la pena consistirá en una multa de cinco (5) a veinte (20) veces el importe de la operación.

Las disposiciones del artículo mencionado regirán aún cuando el ilícito penal precedente hubiera sido cometido fuera del ámbito de aplicación espacial del Código Penal, en tanto el hecho que lo tipificara también hubiera estado sancionado con una pena en el lugar de su comisión.

b) Sanciones para personas jurídicas

Asimismo, el CP prevé en su art. 304 que cuando los hechos delictivos hubieren sido realizados en nombre, o con la intervención, o en beneficio de una persona de existencia ideal, se impondrán a la entidad las siguientes sanciones conjunta o alternativamente:

(i) multa de dos (2) a diez (10) veces el valor de los bienes objeto del delito;

(ii) suspensión total o parcial de actividades, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;

(iii) suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad vinculada con el Estado, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;

(iv) cancelación de la personería cuando hubiese sido creada al solo efecto de la comisión del delito, o esos actos constituyan la principal actividad de la entidad;

(v) pérdida o suspensión de los beneficios estatales que tuviere;

(vi) publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica.

Para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, la extensión del daño causado, el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica. Cuando fuere indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular, no serán aplicables las sanciones de suspensión de actividades ni de cancelación de la personería.

c) Financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva

Asimismo, el art. 306 del CP tipifica el delito de financiamiento del terrorismo y la proliferación de armas de destrucción masiva. Comete estos delitos cualquier persona que, directa o indirectamente, recolectare o proveyere bienes u otros activos, de fuente lícita o ilícita, con la intención de que se utilicen, o a sabiendas de que serán utilizados, en todo o en parte:

i. Para financiar la comisión de un delito con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP (actos cometidos con la finalidad de aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo);
ii. Por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP;
iii. Por un individuo que cometa, intente cometer o participe de cualquier modo en la comisión de delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP.
iv. Financiar, para sí o para terceros, el viaje o la logística de personas y/o cosas a un Estado distinto del de su residencia o nacionalidad, o dentro del mismo territorio nacional con el fin de perpetrar, planificar, preparar o participar en la finalidad enunciada en i);
v. Financiar, para sí mismos o para terceros, el suministro o la recepción de entrenamiento para la comisión de delitos con la finalidad enunciada en (i);
vi. Financiar la adquisición, elaboración, producción, desarrollo, posesión, suministro, exportación, importación, almacenamiento, transporte, transferencia, o en cualquier forma el uso de armas de destrucción masiva de tipo nuclear, químico, biológico, sus sistemas vectores, medios de entrega y sus materiales relacionados, incluyendo tecnologías y bienes de doble uso para cometer cualquiera de los delitos previstos en este Código o en Convenios Internacionales.

La pena será de prisión de cinco (5) a quince (15) años y multa de dos (2) a diez (10) veces el monto de la operación. Asimismo, se aplicarán a las personas jurídicas las mismas penas descritas para el delito de lavado de activos.

La misma pena de prisión y multa se aplicará también a quien elabore, produzca, fabrique, desarrolle, posea, suministre, exporte, importe, almacene, transporte, transfiera, emplee o, de cualquier forma, haga proliferar, aumente, reproduzca o multiplique las armas de destrucción masiva a que se refiere el inciso vi) anterior, sus sistemas vectores y los materiales relacionados destinados a su preparación.

Las penas establecidas se aplicarán con independencia de la comisión del delito al que se destinaba la financiación y, si se comete este último, aunque los bienes o el dinero no se hayan utilizado para su comisión.

Si la escala de penas prevista para el delito financiado o que se pretende financiar es inferior a la establecida en este artículo, se aplicará al caso la escala de penas del delito de que se trate.

Las disposiciones de esta sección se aplicarán incluso cuando el delito que se financia o se pretende financiar tenga lugar fuera del ámbito espacial de aplicación de la LAC, o cuando en el caso de los párrafos (ii) y (iii) la organización o el individuo se encuentre fuera del territorio nacional, siempre que el acto también haya sido punible en la jurisdicción competente para su enjuiciamiento.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Sujetos Obligados a informar y colaborar con la UIF

La Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva, en línea con los estándares internacionales de PLA/FT/FP, no se limita a designar a la UIF como el organismo a cargo de prevenir el lavado de activos, la financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva, sino que también establece determinadas obligaciones a diversas entidades del sector público y privado, que son designados como sujetos obligados legalmente a informar a y colaborar con la UIF.

De acuerdo con la Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva, las siguientes personas, entre otras, son sujetos obligados ante la UIF: (i) bancos, entidades financieras y compañías de seguros; (ii) agencias de cambio y personas físicas y jurídicas autorizadas por el BCRA a intervenir en la compra-venta de moneda extranjera con fondos en efectivo o cheques emitidos en moneda extranjera o a través del uso de tarjetas de débito o crédito o en la transferencia de fondos dentro o fuera del territorio nacional; (iii) proveedores de servicios de activos virtuales, proveedores de créditos no financieros, emisores, operadores y/o proveedores de servicios de cobro y/o pago, agentes depositarios centrales de valores y proveedores de servicios corporativos y fiduciarios; (iv) agentes de liquidación y compensación, agentes de negociación, agentes de liquidación y compensación; las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de fondos comunes de inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho organismo; plataformas de financiamiento colectivo, agentes asesores globales de inversión y las personas jurídicas que actúen como fiduciarios financieros cuyos valores fiduciarios cuenten con autorización de oferta pública de la CNV, y los agentes registrados por el mencionado organismo de contralor que intervengan en la colocación de valores negociables emitidos en el marco de los fideicomisos financieros antes mencionados; (v) organizaciones gubernamentales tales como el BCRA, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGJ; y (vi) profesionales del área de ciencias económicas, abogados y escribanos públicos.

La norma establece que no se considerará como sujeto obligado a aquellos agentes registrados ante la CNV bajo la subcategoría de Agentes de Liquidación y Compensación –Participante Directo-, siempre que su actuación se limite exclusivamente a registrar operaciones en contratos de futuros y contratos de opciones sobre futuros, negociados en mercados bajo supervisión de esa comisión, por cuenta propia y con fondos propios; y no ofrezcan servicios de intermediación, ni la apertura de cuentas operativas a terceros para cursar órdenes y operar los instrumentos señalados; ello en atención a lo dispuesto por la Resolución General CNV N° 816/2019 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

Los sujetos obligados tienen los siguientes deberes:

(i) Recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio, residencia y demás datos que en cada caso se estipulen (lo cual deberá traducirse en una política de "conozca a su cliente" o "**KYC**", por sus siglas en inglés).

(ii) Reportar a la UIF, sin demora alguna, todo hecho u operación, sean realizados/as o tentados/as, sobre los/las que se tenga sospecha o motivos razonables para sospechar que los bienes u otros activos involucrados provienen o están vinculados con un ilícito penal o están relacionados con la financiación del terrorismo, o con el financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva, o que, habiéndose identificado previamente como inusuales, luego del análisis y evaluación realizados por el sujeto obligado, no permiten justificar la inusualidad.

Dentro del marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, o de una declaración voluntaria, de una declaración voluntaria o del intercambio de información con organismos análogos extranjeros, las personas físicas y jurídicas antes mencionadas no pueden abstenerse de divulgar a la UIF ninguna información que se les requiera alegando que dicha información se encuentra sujeta a secreto bancario, cambiario o profesional o acuerdos de confidencialidad de naturaleza legal o contractual similares.

En caso de no comunicar una transacción sospechosa, se aplicará una multa de entre 1 y 10 veces el valor total de los activos de la transacción. En el caso de otras infracciones (por incumplimiento formal), las cantidades fijas como unidad de medida de la multa se sustituyen por módulos actualizables anualmente.

Se incluyen las siguientes sanciones (i) apercibimiento; (ii) apercibimiento con obligación de publicar la parte dispositiva de la resolución; y (iii) para los responsables de cumplimiento, inhabilitación de hasta 5 años para el ejercicio de funciones en tal condición.

(iii) Abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se estén realizando en cumplimiento de la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo.

(iv) Registrarse ante la UIF.

(v) Documentar los procedimientos de PLA/FT/FP, estableciendo manuales internos que reflejen las tareas a desarrollar, asignando las responsabilidades funcionales que correspondan, en atención a la estructura del sujeto obligado, y teniendo en cuenta un enfoque basado en riesgos.

(vi) Designar oficiales de cumplimiento que serán responsables ante la UIF del cumplimiento de las obligaciones establecidas por la presente ley. Las personas designadas deberán integrar el órgano de administración de la entidad. Su función es la de formalizar las presentaciones que deban efectuarse en el marco de las obligaciones establecidas por la ley y las directivas e instrucciones emitidas en consecuencia. No obstante ello, la responsabilidad del cumplimiento de las obligaciones de la presente ley es solidaria e ilimitada para la totalidad de los integrantes del órgano de administración. En el supuesto de que el sujeto obligado se trate de una sociedad no constituida de conformidad con lo establecido en la Ley General de Sociedades 19.550, t.o. 1984 y sus modificatorias, u otra estructura con o sin personería jurídica, la obligación de informar recae en cualquiera de sus socios de la misma.

(vii) Obtener información y determinar el propósito y la naturaleza de la relación establecida con el cliente.

(viii) Determinar el riesgo de lavado de activos, de financiación del terrorismo y de financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva asociados a los clientes; los productos, servicios, transacciones, operaciones o canales de distribución; las zonas geográficas involucradas; realizar una autoevaluación de tales riesgos e implementar medidas idóneas para su mitigación.

(ix) Realizar una debida diligencia continua de la relación comercial, contractual, económica y/o financiera y establecer reglas de monitoreo que permitan examinar las transacciones realizadas durante todo el transcurso de la relación, para asegurar que las mismas sean consistentes con el conocimiento que el sujeto obligado tiene sobre el cliente, su actividad y su perfil de riesgo, incluyendo, cuando sea necesario, el origen de los fondos.

(x) Identificar a las personas humanas que ejercen funciones de administración y representación del cliente y a aquellas que posean facultades de disposición.

(xi) Adoptar medidas específicas a efectos de mitigar el riesgo de lavado de activos, financiación del terrorismo y financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva, cuando se establezca una relación o se contrate un servicio y/o producto con clientes que no han estado físicamente presentes para su identificación.

(xii) Contar con sistemas apropiados de gestión de riesgo para determinar si el cliente o el/los beneficiario/s final/es es/son una persona expuesta políticamente.

(xiii) Determinar el origen y licitud de los fondos.

(xix) Conservar, por un período mínimo de diez (10) años, en forma física o digital, todos los registros necesarios sobre las transacciones, tanto locales como internacionales, para poder cumplir rápida y satisfactoriamente con los pedidos de información efectuados por la UIF y/u otras autoridades competentes. Estos registros deben ser suficientes para permitir la reconstrucción de las transacciones individuales de manera tal que sirvan como evidencia. También deberán conservar todos los registros obtenidos a través de medidas de debida diligencia del cliente, legajos de clientes y correspondencia comercial, incluyendo los resultados de los análisis que se hayan realizado.

Si el sujeto obligado no pudiera cumplir con las obligaciones previstas en los puntos (i), (vii), (viii) e (ix) mencionados, ello deberá entenderse como impedimento para el inicio o la continuación de la relación con el cliente, sin perjuicio de que deberán realizar un análisis adicional para decidir si corresponde efectuar un reporte de operación sospechosa ante la UIF.

De acuerdo con el Anexo I de la Resolución Nº61/2023 de la UIF (que establece el mecanismo de supervisión e inspección de la UIF), tanto el BCRA como la CNV son considerados “Órganos de Contralor Específicos”. En tal carácter, deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de PLA/ FT por parte de los sujetos obligados sujetos a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades. La denegatoria, entorpecimiento u obstrucción de las inspecciones por parte de los sujetos obligados podrá dar lugar sanciones administrativas por parte de la UIF y a sanciones penales.

El BCRA y la CNV deben cumplir asimismo con las normas sobre PLA/ FT establecidas por la UIF, incluyendo el reporte de operaciones sospechosas. A su vez, los sujetos obligados regulados por estos organismos se encuentran sujetos a las Resoluciones UIF N° 14/2023 y 78/2023, respectivamente. Dichas normas establecen los lineamientos que dichas entidades deberán adoptar y aplicar para gestionar, de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiación del terrorismo.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Fundamentalmente, las mencionadas normas cambian el enfoque de cumplimiento normativo formalista por un "Enfoque Basado en Riesgos", en base a las recomendaciones revisadas por el Grupo de Acción Financiera Internacional (el "**GAFI**") en el año 2012, con el fin de asegurar que las medidas implementadas sean proporcionales a los riesgos identificados. Por tanto, los sujetos obligados deberán identificar y evaluar sus riesgos y en función de ello, adoptar medidas de administración y mitigación de los mismos, a fin de prevenir de manera más eficaz el lavado de activos y la financiación del terrorismo. Asimismo, se receptan las disposiciones de la Resolución UIF N° 4/17, estableciendo la posibilidad de llevar a cabo procedimientos de *due diligence* especiales respecto de clientes supervisados en el extranjero (antes denominados "inversores internacionales") y clientes locales que sean sujetos obligados ante la UIF.

La Resolución 14/2023, que establece normas específicas para el sector financiero, entre otras cosas, prohíbe el mantenimiento de cuentas anónimas o cuentas bajo nombres ficticios, subraya la necesidad de aplicar a los clientes medidas reforzadas de diligencia debida acordes con los riesgos identificados, y prevé la posibilidad de que las instituciones financieras recurran a terceros para llevar a cabo determinadas medidas de diligencia debida.

En octubre de 2021, la UIF publicó la Resolución 112/2021 por la que se establecen determinadas medidas y procedimientos que deben observar todos los sujetos obligados para identificar a los beneficiarios finales. La Resolución, en su artículo 2, define beneficiario final en los siguientes nuevos términos: "La/s persona/s humana/s que posea/n como mínimo el 10% del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, fideicomiso, fondo de inversión, patrimonio de afectación y/o cualquier otra estructura jurídica; y/o la/s persona/s que por otros medios ejerce/n el control último de la sociedad". Agrega que "[s]e entenderá como control final al ejercido, de manera directa o indirecta, por una o más personas humanas mediante una cadena de titularidad y/o a través de cualquier otro medio de control y/o cuando, por circunstancias de hecho o derecho, la/s misma/s tenga/n la potestad de conformar por sí la voluntad social para la toma de las decisiones por parte del órgano de gobierno de la persona jurídica o estructura jurídica y/o para la designación y/o remoción de integrantes del órgano de administración de las mismas.

Asimismo, "[c]uando no sea posible individualizar a aquella/s persona/s humana/s que revista/n la condición de Beneficiario/a Final conforme a la definición precedente, se considerará Beneficiario/a Final a la persona humana que tenga a su cargo la dirección, administración o representación de la persona jurídica, fideicomiso, fondo de inversión, o cualquier otro patrimonio de afectación y/o estructura jurídica, según corresponda. Ello, sin perjuicio de las facultades de la UIF para verificar y supervisar las causas que llevaron a la no identificación de el/la Beneficiario/a Final (…)".

Todas las sociedades, personas jurídicas u otras entidades contractuales o estructuras jurídicas que desarrollen actividades en Argentina y/o posean bienes y/o activos ubicados y/o colocados en Argentina, deberán informar sus beneficiarios finales, a los fines de su incorporación en el registro público de beneficiarios finales. Todas las personas físicas o jurídicas que desarrollen actividades como prestadores de servicios de activos virtuales, deberán informar sobre sus actividades, a los fines de su incorporación en el registro de prestadores de servicios de activos virtuales.

(C) **TRATAMIENTO IMPOSITIVO**

El siguiente es un resumen general de ciertas consecuencias impositivas de Argentina relacionadas con una inversión en las Obligaciones Negociables. La descripción se incluye para fines de información general únicamente y se basa en las leyes y reglamentaciones impositivas argentinas vigentes a la fecha de este Prospecto. Si bien consideramos que esta descripción es una interpretación razonable de las leyes y reglamentaciones argentinas vigentes a la fecha de este Prospecto, no podemos asegurar que los tribunales o las autoridades fiscales responsables de la aplicación de dichas leyes estarán de acuerdo con esta interpretación o que no ocurrirán modificaciones en dichas leyes, las que inclusive podrían tener efectos retroactivos.

Se recomienda a los posibles compradores de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos acerca de las consecuencias, conforme a las leyes impositivas del país del que son residentes, de invertir en las Obligaciones Negociables, incluyendo, sin limitación, el cobro de intereses y la venta, rescate o cualquier disposición de las Obligaciones Negociables. Argentina tiene celebrados tratados impositivos con diversos países a fin de evitar la duplicación de impuestos sobre la renta y el patrimonio. En caso de que algún inversor a efectos impositivos resida en uno de los países con convenio, en principio, sus normas serán aplicables antes que la normativa local, excepto que esta última ofrezca tratamiento más favorable que el previsto en el correspondiente convenio.

No obstante que la descripción que sigue se ampara en una interpretación razonable de las normas vigentes, no puede asegurarse que las autoridades de aplicación o los tribunales concuerden con todos y cada uno de los comentarios aquí efectuados.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

I. Impuesto a las Ganancias

Tratamiento aplicable al pago de intereses y ganancias de capital.

a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

En virtud de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva se reestablece la exención de los puntos 3 y 4 del Artículo 36 bis de la Ley N° 23.576 (la "Ley de Obligaciones Negociables"), motivo por el cual resultan exentos (i) los intereses; y (ii) los resultados por venta u otra forma de disposición, en ambos supuestos de las Obligaciones Negociables que cumplan con las condiciones establecidas en el Artículo 36 de la mencionada Ley N° 23.576 (las "Condiciones del Artículo 36").

De no cumplir con las Condiciones del Artículo 36, los intereses no amparados por la mencionada exención deben tributar el impuesto progresivo según la escala del Artículo 94 de la Ley de Impuesto a las Ganancias ("LIG"), con una alícuota marginal máxima del 35%. En ese caso, el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que, no obstante, las sanciones que puedan aplicarse según la Ley Nº 11.683, se perderán los beneficios derivados del tratamiento fiscal resultante de esa ley y, por lo tanto, el emisor será responsable del pago de los impuestos aplicables a los tenedores. De acuerdo con la Resolución General (AFIP) Nº 1516/2003 modificada por la Resolución General (AFIP) Nº1578/2003, la AFIP reglamentó el mecanismo para que el emisor pague el Impuesto a las Ganancias cuando se haya producido un incumplimiento de alguna de las Condiciones del Artículo 36.

Por su parte, la ganancia neta de fuente argentina derivada de la venta u otras formas de disposición de Obligaciones Negociables se encontraría gravada por el IG a una alícuota del 5% (en caso de valores en moneda nacional sin cláusula de ajuste) o del 15% (en caso de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera).

Sin perjuicio de lo anterior se destaca que, conforme a las modificaciones introducidas por el Artículo 1 de la Ley N° 27.638 y con aplicación a partir del período fiscal 2021 y siguientes, la exención establecida en el inciso h) del Artículo 26 de la LIG comprende a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva, que establezca el Poder Ejecutivo nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule, y en la medida en que no resulten comprendidos en el primer párrafo del citado inciso. Por su parte, el Decreto N° 621/2021 brinda una definición respecto de aquellos instrumentos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo del inciso h) del Artículo 26 de la LIG, el que resultó incorporado en el artículo a continuación del Artículo 80 del Decreto Reglamentario de la LIG ("DR LIG").

Así, en la medida en que no resulten de aplicación las disposiciones del primer párrafo del inciso h) del Artículo 26 de la LIG, los instrumentos emitidos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo de dicho inciso son aquellos que, de manera concurrente, cumplan los siguientes requisitos: (a) cuando: (i) sean colocados por oferta pública con autorización de la CNV o (ii) sean elegibles de acuerdo con la norma que los constituya o cree, o cuando así lo disponga el Poder Ejecutivo nacional; (b) estén destinados al fomento de la inversión productiva en la República Argentina (en los términos establecidos por la reglamentación). Al respecto, la CNV emitió la Resolución General N° 917/2021 (mediante la cual reglamentó la aplicación de estas disposiciones, estableciendo a tal efecto, entre otras cuestiones, el listado de los instrumentos emitidos en moneda nacional comprendidos en las exenciones previstas en la Ley N° 27.638.

Por último, cabe mencionar que, el Artículo 34 de la Ley de Solidaridad dispone que cuando se trate de valores alcanzados por las disposiciones del Artículo 98 de la LIG, no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 26, inciso u) de la LIG, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes del país quedan exentos por los resultados derivados de su compraventa, cambio, permuta o disposición, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV, sin que resulte de aplicación el citado Artículo 109 de la LIG, que dispone que las exenciones totales o parciales establecidas o que se establezcan en el futuro por leyes especiales respecto de títulos, letras, bonos, obligaciones y demás valores emitidos por el Estado Nacional, provincial, municipal o la Ciudad de Buenos Aires, no tendrán efecto en el IG para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país (siempre que no estuvieran comprendidos en los incisos d) y e) y en el último párrafo del Artículo 53 de la LIG).

b) Entidades Argentinas

Tanto los rendimientos como las ganancias derivadas de cualquier forma de disposición de Obligaciones Negociables obtenidos por entidades constituidas o inscriptas conforme a las leyes en Argentina, sucursales locales de entidades extranjeras, sociedades unipersonales y personas humanas que llevan adelante determinadas actividades comerciales en Argentina, se encuentran sujetos a una escala de alícuotas progresivas que oscila entre el 25% y el 35% en función de la ganancia neta imponible acumulada del contribuyente, montos que resultan ajustados anualmente por el Índice de Precios al Consumidor ("IPC"). En este marco, las escalas progresivas aplicables para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2024, son las siguientes: (i) ganancia neta

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

imponible acumulada hasta $34.703.523,08, aplicará la alícuota del 25%; (ii) ganancia neta imponible acumulada superior a $34.703.523,08 hasta $347.035.230,79, se abonará $8.675.880,77 más 30% sobre el excedente de $34.703.523,08; y (iii) ganancia neta imponible acumulada superior a $347.035.230,79, se abonará $102.375.393,08 más 35% sobre el excedente de $347.035.230,79.

c) *Beneficiarios del Exterior*

En caso de personas humanas, sucesiones indivisas y entidades residentes en el exterior a los fines fiscales ("**Beneficiarios del exterior**") que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes, se encuentran exentos los intereses en la medida de que las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36.

En el caso de que no se cumplan tales condiciones, resulta aplicable a los Beneficiarios del exterior la alícuota del 35% sobre la presunción de ganancia neta del 43% o del 100% previstas en el Artículo 104 inciso c) apartados 1 y 2 respectivamente de la LIG, según la condición que revistan el tomador y el acreedor.

Por otro lado, cuando se trate de Beneficiarios del Exterior no resultarán de aplicación las restricciones contenidas en el artículo 28 de la LIG ni en el artículo 106 de la Ley N° 11.683, que restringen la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del IG cuando de ello pudiere resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Se encuentran también exentas del IG las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables realizadas por los Beneficiarios del Exterior que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes, en virtud de lo dispuesto por el cuarto párrafo del inciso u) del Artículo 26 LIG. Asimismo, se encuentran exentos de este tributo los resultados provenientes de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables no comprendidas en el cuarto párrafo del Artículo 26, inciso u) de la LIG obtenidos por Beneficiarios del exterior, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV, sin que resulte de aplicación lo dispuesto en el Artículo 109 de la LIG y siempre que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de tales jurisdicciones.

Cuando la enajenación no califique como exenta por estar el Beneficiario del Exterior radicado en una jurisdicción no cooperante o los fondos invertidos provengan de una jurisdicción no cooperante, corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el Artículo 102 de la LIG sobre la base presunta del 90% prevista en el inciso i) del Artículo 104 de la citada ley.

Conforme el Artículo 19 de la LIG cualquier referencia efectuada a "jurisdicciones no cooperantes", deberá entenderse referida a aquellos países o jurisdicciones incluidos por el Decreto N° 862/2019 en el listado del artículo 24 del Decreto Reglamentario de la LIG.

La Resolución General AFIP N° 4.227/2018 regula el régimen de retención del IG aplicable a los intereses pagados a Beneficiarios del exterior en caso de que no resulte aplicable la exención.

II. Impuesto Sobre los Bienes Personales (el "IBP")

Las personas humanas residentes y las sucesiones indivisas residentes en Argentina se encuentran obligadas al pago del IBP respecto de ciertos activos (tales como las Obligaciones Negociables) de los que fueran titulares al 31 de diciembre de cada año, cuando su valor en conjunto exceda el mínimo no imponible, establecido para el período fiscal 2023 en Ps. 27.377.408,28, monto ajustable anualmente por la variación del IPC correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior. Las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior sólo tributan este gravamen por la totalidad de sus bienes situados en el país, sin aplicar mínimo no imponible.

Por medio de la Ley N° 27.638, con aplicación desde el período fiscal 2021, se modifica el artículo 21 inciso i) del capítulo I del título VI de la ley 23.966, a partir del cual quedan exentas del IBP las Obligaciones Negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con las Condiciones del Artículo 36.

En el caso de no aplicarse la exención, el IBP se calculará aplicando la alícuota correspondiente sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables (en caso de que listen en bolsa) o sobre el costo de adquisición más intereses y diferencias de cambio devengados e impagos (en caso de que no listen en bolsa). Para contribuyentes residentes en el país, el impuesto se determina sobre el valor total de los bienes gravados por el IBP, excluidas las acciones y participaciones societarias, con alícuotas progresivas de entre el 0,50% y el 1,75%. Para la tenencia de bienes situados en el exterior, existen alícuotas progresivas diferenciales de entre el 0,70% y el 2,25%, delegando al Poder Ejecutivo Nacional la facultad de disminuir tales alícuotas en caso de activos financieros situados en el exterior que resultaren repatriados.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior, por los bienes situados en el país, estarán sujetas a la alícuota del 0,50% a partir del ejercicio fiscal 2019; estableciéndose, sin embargo, que no corresponderá el ingreso del IBP cuando su importe sea igual o inferior a Ps. 250.

Si bien las Obligaciones Negociables de personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior están técnicamente sujetas al IBP, ni la Ley del IBP ni su Decreto Reglamentario han establecido ningún procedimiento para la recaudación de dicho impuesto cuando la propiedad se ejerce en forma directa por tales personas humanas o sucesiones indivisas. El régimen del "obligado sustituto" establecido por el primer párrafo del artículo 26 (sujeto local domiciliado o radicado en el país que tenga la disposición, tenencia, custodia o depósito de las obligaciones negociables) no es aplicable a la tenencia de obligaciones negociables (tercer párrafo del Artículo 26 de la Ley del IBP).

Asimismo, la Ley del IBP establece una presunción legal que no admite prueba en contrario, mediante la cual los títulos emitidos por emisores privados argentinos sobre los que tengan titularidad directa una sociedad, cualquier otro tipo de persona de existencia ideal, empresas, establecimientos estables, patrimonios de afectación o explotaciones, domiciliados o, en su caso, radicados o ubicados en el exterior que: (i) estén ubicadas en un país que no exige que las acciones o títulos valores privados sean nominativos y (ii) de conformidad con su naturaleza o estatuto (a) tengan como objeto principal invertir fuera de su país de constitución y/o (b) no puedan realizar determinadas actividades en su propio país o no puedan realizar ciertas inversiones permitidas de conformidad con las leyes de ese país, se considerarán propiedad de personas humanas o sucesiones indivisas residentes en el país; por lo tanto, tales títulos estarán sujetos al IBP.

En esos casos, la Ley de IBP impone la obligación de abonar el IBP para el emisor privado argentino, como obligado sustituto, la alícuota del 1% a partir del ejercicio fiscal 2019; autorizándolo a recuperar el monto pagado, sin limitación alguna, mediante retención o ejecución de los activos que dieron lugar al pago. El obligado al ingreso del IBP será la entidad emisora de dichos títulos.

Esa presunción legal no se aplica a las siguientes sociedades extranjeras que tengan la titularidad directa de tales títulos valores: (i) compañías de seguros; (ii) fondos de inversión abiertos; (iii) fondos de retiro; y (iv) bancos o entidades financieras cuya casa matriz se encuentre ubicada en un país cuyo banco central o autoridad equivalente haya adoptado las normas internacionales de supervisión bancaria establecidas por el Comité de Basilea.

Por otra parte, el Decreto N° 127/1996, establece que dicha presunción legal no resultará aplicable a acciones y títulos de deuda privados cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas de valores ubicadas en Argentina o en el exterior, como es el caso de las Obligaciones Negociables. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplicará y, por lo tanto, que el emisor privado argentino no deberá actuar como "obligado sustituto", la sociedad mantendrá en sus registros una copia debidamente certificada de la Resolución de la CNV por la que se autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y de la prueba que ese certificado se encontraba vigente al 31 de diciembre del ejercicio en que se produjo el pasivo impositivo, según lo establecido por la Resolución General AFIP N° 2.151/2006. En caso de que el Fisco argentino considere que no se cuenta con la documentación que acredita (i) la autorización de la CNV y (ii) la negociación de las Obligaciones Negociables en mercados de valores del país o del exterior, la sociedad será responsable del ingreso del IBP.

III. Impuesto al Valor Agregado (el "IVA")

Los pagos de intereses realizados respecto de las Obligaciones Negociables estarán exentos del IVA en la medida en que las Obligaciones Negociables sean emitidas en una oferta pública autorizada por la CNV. Asimismo, en tanto las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36, cualquier beneficio relativo a la oferta, suscripción, suscripción en firma, transferencia, autorización o cancelación de las Obligaciones Negociables estará exenta del IVA en Argentina.

De acuerdo con la Ley N° 23.349 de IVA, la transferencia de Obligaciones Negociables está exenta del IVA aún si no se cumplen las Condiciones del Artículo 36.

IV. Impuesto a los Débitos y Créditos en Cuenta Corriente ("IDC")

En caso de que los inversores utilizaran cuentas bancarias radicadas en instituciones financieras locales en relación con las Obligaciones Negociables, los débitos y créditos originados en esas cuentas podrían estar alcanzados por el IDC. La alícuota general del IDC asciende al 0,6%, aunque existen alícuotas reducidas del 0,075% así como alícuotas incrementadas del 1,2%.

Respecto de los débitos y créditos efectuados en cuentas bancarias radicadas en entidades financieras argentinas, señalamos que la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, para los hechos imponibles que se perfeccionen a partir del 24 de diciembre de 2019 establece que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas allí mencionadas estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de los mismos. Lo mencionado anteriormente,

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

no resultará de aplicación a las cuentas bancarias cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas.

En general, las entidades financieras involucradas actúan como agentes de percepción y liquidan el IDC.

El Decreto N° 409/2018 estableció que el 33% de las sumas abonadas en concepto del IDC por los hechos imponibles sujetos a la tasa general del 0,6%, así como también los gravados a la alícuota del 1,2%, se computarán como pago a cuenta del IG y/o el IGMP (actualmente derogado) o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del IG. En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo como crédito del IG y/o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas será del 20%. En el caso de micro, pequeñas y medianas empresas registradas como tales de acuerdo con lo dispuesto en la legislación argentina, el porcentaje de pago a cuenta en el IG puede ser mayor, según sea el caso. Así, la Ley N° 27.264 estableció que el IDC que hubiese sido efectivamente ingresado, podrá ser computado en un 100% como pago a cuenta del IG por las empresas que sean consideradas Micro y Pequeñas Empresas y en un 60% por las industrias manufactureras consideradas "Medianas -tramo 1-" en los términos del artículo 1 de la Ley N° 25.300 y sus normas complementarias.

Adicionalmente, el Decreto 394/2023 dispuso que, a partir del 31 de julio de 2023, las microempresas podrán computar hasta un 30% del IDC efectivamente ingresado como pago a cuenta de hasta el 15% de las contribuciones patronales previstas en el artículo 19 de la Ley de Solidaridad que se destinen al Sistema Integrado Previsional Argentino (SIPA).

Existen algunas exenciones del IDC relativas al titular y el destino de las cuentas bancarias. Así, por ejemplo, se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación "A" 3.250 del BCRA) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país (Artículo 10, inciso (s) del anexo al Decreto N° 380/2001).

Mediante la Ley N° 27.702, se prorrogaron hasta el 31 de diciembre de 2027 aquellos impuestos cuya vigencia culminaba el 31 de diciembre de 2022 (IG, IBP, e IDC). En el caso de tenedores de Obligaciones Negociables, los pagos que reciban en cuentas bancarias abiertas en entidades financieras regidas por la Ley N° 21.526 podrían estar sujetos al IDC.

V. Impuesto para una Argentina Inclusiva y Solidaria ("PAÍS") y percepción establecida por Resolución General AFIP N°4.815/2020

La Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva estableció, con carácter de emergencia y por el término de 5 períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de dicha Ley, un impuesto nacional aplicable sobre determinadas operaciones de compra de billetes y divisas en moneda extranjera y demás operaciones de cambio de divisas y adquisición de servicios realizadas por sujetos residentes en el país (personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables). La alícuota aplicable es de hasta el 30%. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

Adicionalmente, por medio de la Resolución General AFIP Nº 4.815/2020 se estableció un régimen de percepción con aplicación sobre las operaciones alcanzadas por el impuesto PAÍS. Conforme las últimas modificaciones operadas en el régimen, la percepción aplicable, es del 30% y aplica sobre los montos en pesos que se detallan para cada tipo de transacción. Los montos percibidos serán considerados pagos a cuenta del IBP o del IG, según la situación del sujeto alcanzado.

VI. Impuesto Sobre los Ingresos Brutos ("ISIB")

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presuma que desarrollan dichas actividades en cualquier jurisdicción en la que obtengan ingresos por intereses derivados de la tenencia de Obligaciones Negociables, o de su venta o transferencia, podrían estar sujetos al ISIB a alícuotas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada Provincia argentina, salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

A la fecha del presente Prospecto, algunas jurisdicciones locales, como la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires establecen que los ingresos resultantes de cualquier operación relativa a Obligaciones Negociables emitidas de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables están exentos del ISIB en la medida que hayan sido emitidas de conformidad con las disposiciones establecidas en la Ley N° 23.576 y modificatorias, y mientras resulte de aplicación la exención del IG. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes de bolsa y todo tipo de intermediarios en relación con tales operaciones.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

VII. Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales han establecido regímenes de recaudación del ISIB que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en cuentas bancarias abiertas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas.

Estos regímenes se aplican a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción.

Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos provinciales con un rango que puede llegar, en general, al 5%.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del ISIB para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Los potenciales inversores deben corroborar la existencia de tales mecanismos dependiendo de la jurisdicción que en su caso resulte involucrada.

VIII. Impuesto de Sellos (el "IS")

El IS grava la instrumentación de actos y contratos de carácter oneroso, que se otorguen en el territorio de cada Provincia y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o la de aquellos que, siendo instrumentados en una de las mencionadas jurisdicciones o en el exterior, produzcan efectos en el territorio de otra jurisdicción.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, así como en la Provincia de Buenos Aires, están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de las Ley de Obligaciones Negociables. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

También se encuentran exentos del IS en dichas jurisdicciones los instrumentos, actos y operaciones vinculados con la emisión de títulos valores mobiliarios representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por parte de las sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención ampara también a las garantías vinculadas con dichas emisiones. Sin embargo, la exención queda sin efecto si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los títulos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión de la autorización solicitada.

Adicionalmente, los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de los títulos valores debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV están, asimismo, exentas del IS en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires. Esta exención también queda sin efecto de darse la circunstancia señalada en el párrafo anterior in fine.

Los potenciales adquirentes de las obligaciones negociables deberán considerar la posible incidencia de este impuesto en las distintas jurisdicciones del país con relación a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las obligaciones negociables.

IX. Tasa de Justicia

En caso de que sea necesario instituir procedimientos judiciales de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables en Argentina, se impondrá una tasa de justicia (generalmente a una alícuota del 3% y/o del 1,5 % en el caso de juicios sucesorios, entre otros) sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales de Argentina o aquellos con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

X. Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes (el "ITGB")

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la trasmisión gratuita de bienes a herederos, legatarios o donatarios, no se encuentra gravada.

La Provincia de Buenos Aires estableció, a partir del 1 de enero de 2011 y por medio de la Ley N° 14.044 y sus modificaciones, el ITGB.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

El ITGB se aplica al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluidos: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia o cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.

Son contribuyentes las personas humanas y jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes. Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el impuesto recae sobre el monto total del enriquecimiento a título gratuito, con respecto a bienes ubicados tanto en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los contribuyentes domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el impuesto recae únicamente sobre el monto del enriquecimiento a título gratuito originado por la transmisión de los bienes ubicados en la Provincia de Buenos Aires.

Respecto del período fiscal 2024, las transmisiones gratuitas de bienes se encuentran exentas de este impuesto cuando su monto total, sin incluir deducciones, exenciones y exclusiones, es igual o inferior a Ps. 2.038.752, o Ps. 8.488.486 en el caso de padres, hijos y cónyuge.

Las alícuotas aplicables varían entre el 1,60% y 9,51% más el pago de una suma fija, atendiendo al grado de parentesco y el monto de la base imponible involucrada. Las Obligaciones Negociables, en tanto queden involucrados en una transmisión gratuita de bienes, podrían quedar afectados por el ITGB en la jurisdicción señalada.

Respecto de la existencia del ITGB en las demás jurisdicciones provinciales, el análisis debería realizarse tomando en consideración la legislación aplicable en cada Provincia.

XI. Restricción respecto de las "jurisdicciones no cooperantes" y de las "jurisdicciones de baja o nula tributación"

Conforme lo dispuesto en el artículo 18.2. de la Ley N° 11.683 de Procedimiento Tributario, cuando se trate de ingresos de fondos provenientes de países de "baja o nula tributación" a que alude el Artículo 20 de la LIG, cualquiera sea su naturaleza, concepto o tipo de operación de que se trate, se considerará que tales fondos constituyen incrementos patrimoniales no justificados para el tomador o receptor local.

Los incrementos patrimoniales no justificados a que se refiere el párrafo anterior, con más un 10% en concepto de ganancia dispuesta o consumida en gastos no deducibles, representan ganancias netas del ejercicio en que se produzcan, a los efectos de la determinación del IG y, en su caso, base para estimar las operaciones gravadas omitidas del respectivo ejercicio comercial en el IVA e impuestos internos.

No obstante, AFIP considerará como justificados aquellos ingresos de fondos a cuyo respecto el interesado pruebe fehacientemente que se originaron en actividades efectivamente realizadas por el contribuyente o por terceros en dichos países o que provienen de colocaciones de fondos oportunamente declarados.

Así, conforme el artículo 20 de la LIG, la referencia efectuada a "jurisdicciones de baja o nula tributación", deberá entenderse referida a aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la ganancia empresaria inferior al 60% de la alícuota mínima contemplada en la escala del primer párrafo del inciso a) del artículo 73 de la LIG.

El Decreto N° 862/2019 dispone que a los fines de determinar el nivel de imposición mencionado en el párrafo anterior deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la ganancia empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido y que se entenderá por 'régimen tributario especial' a toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la ganancia empresaria vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

Por su parte, el artículo 19 de la LIG define a las "jurisdicciones no cooperantes" como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Además, el artículo establece que el Poder Ejecutivo nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto, el que ha sido establecido en el artículo 24 del DR LIG. Además, dicho artículo establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Hacienda (actual Ministerio de Economía) cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

Ni el Prospecto ni el Suplemento de Prospecto respectivo constituirán una oferta de venta, y/o una invitación a formular ofertas de compra de las Obligaciones Negociables: (i) en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes; (ii) para aquella/s persona/s o entidad/es con domicilio, constituida/s o residente/s de un país

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

considerado como de “baja o nula tributación”, o para aquella/s persona/s o entidad/es que, a efectos de la adquisición de las Obligaciones Negociables, utilice una cuenta localizada o abierta en un país considerado como de “baja o nula tributación”. El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier país en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera y/o distribuyera el Prospecto y el Suplemento de Prospecto respectivo y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier país a las que se encontraran sujetos y/o en los que realizaran dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni nosotros ni los colocadores que sean designados por la Sociedad, tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes. El inversor deberá asumir que la información que consta en este Prospecto es exacta a la fecha de la portada del presente, y no así a ninguna otra fecha.

XII. Convenios Para Evitar la Doble Imposición Internacional

Argentina posee convenios para evitar la doble imposición vigentes con varios países, a saber, Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza, Emiratos Árabes Unidos, Qatar y Uruguay. Los convenios firmados con China, Japón, Luxemburgo, Austria y Turquía no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto.

Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia entre Argentina y Estados Unidos. Desde enero de 2023 está en vigor un acuerdo administrativo internacional para el intercambio de información entre la Administración Federal de Ingresos Públicos de Argentina ("AFIP") y la Administración Tributaria de los Estados Unidos ("IRS").

Por último, destacamos que se ha presentado un proyecto de ley para su consideración legislativa, aprobando el 'Convenio Multilateral para Implementar Medidas Relacionadas con los Tratados Fiscales para Prevenir la Erosión de la Base Imponible y el Traslado de Beneficios' firmado en el marco de la OCDE, cuya aprobación modificará los acuerdos firmados con 17 jurisdicciones.

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

XIV. ***Oferta pública y exenciones impositivas***

La Ley de Obligaciones Negociables establece que para hacer efectivo el tratamiento impositivo preferencial previsto en dicha Ley, las Obligaciones Negociables deben ser colocadas por oferta pública. En este sentido, la CNV estableció en las Normas de la CNV las pautas mínimas para el proceso de colocación primaria de valores negociables.

Las principales pautas mínimas para la colocación primaria de valores negociables son los siguientes: Publicación del Prospecto en su versión definitiva, y toda otra documentación complementaria exigida por las Normas de la CNV para el tipo de valores negociables que se trate, por un plazo mínimo de 3 días hábiles con anterioridad a la fecha de inicio de los mecanismos de colocación (formación de libro o subasta o licitación pública), informando como mínimo: (i) tipo de instrumento; (ii) monto o cantidad ofertada indicando si se trata de un importe fijo o rango con un mínimo y un máximo; (iii) unidad mínima de negociación del instrumento; precio (especificando si se trata de un valor fijo o un rango con mínimo y máximo) y múltiplos; (iv) plazo o vencimiento; (v) amortización; (vi) forma de negociación; (vii) comisión de negociación primaria; (viii) detalles sobre las fechas y horarios de la subasta o licitación; (ix) definición de las variables, que podrán incluir, por competencia de precio, tasa de interés, rendimiento u otra variable, y la forma de prorrateo de las ofertas, si fuera necesario; (x) todos los agentes de negociación y los agentes de liquidación y compensación registrados podrán acceder al sistema para ingresar ofertas; (xi) la licitación pública podrá ser, a elección del emisor, ciega (de “ofertas selladas”) en las que ningún participante, incluidos los colocadores, tendrán acceso a las ofertas presentadas hasta después de finalizado el período de subasta, o abierta, de ofertas conocidas a medida que van ingresando por intermedio del mismo sistema de licitación; (xii) vencido el plazo de recepción de ofertas, no podrán modificarse las ofertas ingresadas ni podrán ingresarse nuevas; (xiii) las publicaciones del Prospecto y la documentación complementaria deberán efectuarse por medio de la Autopista de Información Financiera, por medio de la página web institucional de los mercados en funcionamiento y de la página web institucional del emisor.

Las emisoras deben preparar los prospectos describiendo detalladamente los esfuerzos de colocación a ser efectuados y acreditando, en caso de serle requerido por autoridad competente, la realización de esa actividad. Las Obligaciones Negociables no serán consideradas exentas de impuestos simplemente por la autorización de la CNV de una oferta pública.

La oferta puede ser suscripta conforme a un "contrato de underwriting". En tal caso, resulta válida a los fines de considerar cumplimentado el requisito de oferta pública, si el agente colocador realizó los esfuerzos de colocación conforme lo indicado en el artículo 3 del Capítulo IV del Título VI de las Normas de la CNV.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

XV. ***Creación del Registro Público de Beneficiarios Finales***

En virtud de la promulgación de la Ley 27.739, se creó un Registro Público de Beneficiarios Finales (el "Registro Público de Beneficiarios Finales") en virtud del que:

(i) La AFIP centralizará en el Registro Público de Beneficiarios Finales la información adecuada, precisa y actualizada, referida a las personas humanas que revistan el carácter de beneficiarios finales en los términos definidos por la ley 25.246 -tras su modificación-.

(ii) El Registro Público de Beneficiarios Finales se conformará con la información proveniente de los regímenes informativos establecidos por la AFIP a tal efecto, así como con toda la información que podrá ser requerida por la AFIP a organismos públicos.

(iii) Todas las sociedades, personas jurídicas u otras entidades contractuales o estructuras jurídicas que realicen actividades en el país y/o posean bienes y/o activos situados y/o colocados en Argentina deberán informar su o sus beneficiarios finales dentro de un plazo de 60 días a contar desde la entrada en vigor de la ley 27.779, a los efectos de su incorporación en el Registro Público de Beneficiarios Finales.

EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES CONSULTAR CON SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

PLAN DE DISTRIBUCIÓN

A continuación se detallan los términos y condiciones generales de la colocación de las Obligaciones Negociables que podrán ser emitidas por la Emisora en el marco del Programa. En los Suplementos de Precio correspondientes se detallarán los términos y condiciones específicos de la colocación de las Obligaciones Negociables de la Clase y/o Serie en cuestión, los cuales complementarán estos términos y condiciones generales con respecto a las Obligaciones Negociables de la Clase y/o Serie en cuestión.

Creación del Programa de Obligaciones Negociables

La creación del Programa y la oferta pública de cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables en la Argentina han sido autorizadas por la CNV mediante la Resolución Nº 20.847 de fecha 29 de octubre de 2020.

Colocación

La Emisora podrá vender Obligaciones Negociables periódicamente por sí misma, o través de uno o más agentes colocadores locales o extranjeros que se designen oportunamente en un Suplemento de Precio (los "Agentes Colocadores"). La Emisora celebrará con los Agentes Colocadores los convenios de colocación que sean necesarios a tal fin.

Cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emitan en el marco del Programa serán colocadas utilizando procedimientos de colocación, según se determine en el Suplemento de Precio respectivo, los cuales podrán ser el mecanismo de subasta pública o el mecanismo de formación de libro (*book building)*, ello de conformidad con lo dispuesto por la Ley de Mercado de Capitales, la Ley de Obligaciones Negociables y las Normas de la CNV (de acuerdo a lo establecido en el Artículo 1° y concordantes de la Sección I, del Capítulo IV, Título VI de las mismas, tal como fueran modificadas y complementadas, incluyendo, sin limitación, la Resolución General 662/2016 de la CNV).

Los Agentes Colocadores designados bajo cualquier emisión a ser realizada bajo el Programa deberán convenir que las Obligaciones Negociables podrán ser ofrecidas (i) al público en la República Argentina por la Emisora o a través de personas humanas o jurídicas autorizadas en virtud de las leyes y reglamentaciones de la República Argentina para ofrecer o vender Obligaciones Negociables al público en forma directa y (ii) si se ofrecieran en el exterior, a través de personas humanas o jurídicas autorizadas en virtud de las leyes y reglamentaciones de las jurisdicciones en las cuales se realice dicha colocación, de acuerdo a lo que establezca el Suplemento de Precio correspondiente.

Esfuerzos de Colocación

Respecto de la colocación en la Argentina, cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables serán ofrecidos y colocados por los Agentes Colocadores que designen oportunamente en el Suplemento de Precio aplicable a inversores en la República Argentina y/o en el exterior, mediante la distribución del Prospecto y/o del Suplemento de Precio respectivo a potenciales inversores, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 1° y concordantes de la Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV, tal como fueran modificadas y complementadas, incluyendo, sin limitación, la Resolución General 662/2016 de la CNV. En el Suplemento de Precio aplicable se incluirá la mención del sistema de colocación a utilizar.

La Emisora podrá distribuir prospectos preliminares en forma previa al otorgamiento de la autorización de la oferta pública por parte de la CNV, de acuerdo con lo previsto por el Artículo 8° y concordantes de la Sección II, Capítulo IX, Título II de las Normas de la CNV.

Durante el período de difusión, que podrá ser de al menos tres días hábiles (el que podrá reducirse a un día hábil, cuando el emisor revista, el carácter de emisor frecuente, de conformidad con lo establecido en la Resolución General 662/2016 de la CNV), los inversores serán invitados a suscribir las Obligaciones Negociables mediante la publicación de avisos en medios de difusión pública y/o a través de invitaciones cursadas telefónicamente y/o por correo y/o correo electrónico, u otros procedimientos similares de acuerdo a lo que se establezca en cada Suplemento de Precio. Los Agentes Colocadores distribuirán a los potenciales inversores, personalmente y/o por correo, copias del presente Prospecto y del Suplemento de Precio respectivo. Sin perjuicio de ello, los inversores interesados en obtener una copia del presente Prospecto y/o del Suplemento de Precio correspondiente a cada emisión podrán retirarlas en las oficinas de la Emisora y/o de los Agentes Colocadores, en el domicilio y horario que se establezca en el Suplemento de Precio respectivo y demás normativa aplicable.

De estar interesados, los inversores podrán presentar sus órdenes o manifestaciones de interés según se determine en cada Suplemento de Precio, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 1° y concordantes de la Sección I, Capítulo IV, Título VI de las Normas de la CNV tal como fueran modificadas y complementadas, incluyendo, sin limitación, la Resolución General 662/2016 de la CNV. En el Suplemento de Precio aplicable se incluirá la mención del sistema de colocación a utilizar.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

Asimismo, los Agentes Colocadores podrán realizar presentaciones *(road shows)* acerca de los términos y condiciones de la Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emitirán bajo el Programa, y podrán recibir de dichos inversores órdenes de compra para la adquisición de las Obligaciones Negociables durante el período de subasta o licitación pública que se establezca en cada Suplemento de Precio.

Direccionamiento de las ofertas

La oferta de las Obligaciones Negociables correspondientes a una Clase y/o Serie en particular podrá estar dirigida a un determinado grupo de inversores, reservándose la Emisora el derecho de no aceptar las órdenes de compra de inversores que no cumplan con los criterios que definan el perfil de inversor al que esté dirigida la oferta que defina la Emisora en un Suplemento de Precio en particular.

En este sentido, la Emisora podrá dirigir la oferta de una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables bajo el Programa a inversores institucionales, incluyendo a entidades financieras, compañías de seguros, fondos comunes de inversión, otros fondos de inversión, gobiernos nacionales o provinciales, bancos centrales, organismos internacionales o multilaterales, como así también a otras personas jurídicas o humanas que sean titulares de activos que totalicen un monto mínimo determinado a definir bajo el Suplemento de Precio respectivo.

La Emisora tendrá amplias facultades para definir el perfil del inversor a los que dirigirá una o más Clases y/o Series bajo el Programa, siempre dentro del marco de lo previsto por el Artículo 2 de la Ley de Mercado de Capitales.

Adjudicación

El proceso y las pautas para la adjudicación de las Obligaciones Negociables serán los establecidos en el Suplemento de Precio respectivo, utilizando el mecanismo de colocación que se determine, de conformidad con lo dispuesto por la Ley de Mercado de Capitales y sus modificatorias, la Ley de Obligaciones Negociables y las Normas de la CNV, garantizándose la igualdad de trato entre los inversores.

Los Títulos podrán adjudicarse a la par, sobre la par, o bajo la par, al porcentaje de su valor nominal que determine libremente la Emisora y, en el caso que así la Emisora lo determine, conjuntamente con uno o más Agentes Colocadores; o de cualquier otra forma legal que determine el Suplemento de Precio de la Clase y/o Serie de que se trate (el "Precio de Suscripción"). Una vez determinado el Precio de Suscripción, la Emisora lo informará por un plazo mínimo de tres (3) días hábiles con anterioridad a la fecha de inicio de la subasta o licitación pública, salvo que la normativa aplicable permita un plazo menor, a través de la publicación del aviso de suscripción en el diario de la entidad autorregulada en la que coticen las Obligaciones Negociables, de acuerdo con las Normas de la CNV.

Las órdenes o manifestaciones de interés contendrán una serie de requisitos formales que le aseguren a la Emisora y, en su caso, a los Agentes Colocadores, el cumplimiento de las exigencias normativas y la validez de las mismas. Los Agentes Colocadores podrán solicitar garantías que aseguren la integración de las ofertas realizadas por los Oferentes que presenten Órdenes o manifestaciones de interés, respetándose la igualdad de trato igualitario entre los inversores elegibles. Asimismo, los inversores interesados deben presentar toda la información y documentación que se les solicite, o que pudiera ser solicitada por los Agentes Colocadores para el cumplimiento de las normas legales penales sobre prevención del lavado de dinero y las normas del mercado de capitales que impiden y prohíben el lavado de dinero emitidas por la Unidad de Información Financiera (la "UIF"), creada por ley Nº 25.246, sus modificatorias y complementarias, y de las Normas de la CNV y/o del BCRA. Los Agentes Colocadores podrán rechazar las órdenes o manifestaciones de interés de no cumplirse con tales normas o requisitos. La falta de cumplimiento de los requisitos formales o de entrega de la documentación e información que pudiera corresponder, a satisfacción de los Agentes Colocadores, dará derecho a los Agentes Colocadores a dejar sin efecto la manifestación de interés u orden de compra respectiva, sin que tal circunstancia otorgue al oferente involucrada, la Emisora u otras personas, derecho a indemnización alguna. En caso de duda, se aplicará igual criterio.

Gastos de Emisión

En el Suplemento de Prospecto correspondiente se detallarán los gastos de emisión de las Obligaciones Negociables respectivas en los términos del Artículo 37 de la Ley de Obligaciones Negociables, incluyendo sin limitación, (i) honorarios de auditores y asesores, (ii) costos de calificación de las Obligaciones Negociables, (iii) comisiones de los colocadores, (iv) aranceles y tasas, etc.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

ACONTECIMIENTOS RECIENTES

Conforme surge de los hechos relevantes publicados en la Autopista de la Información Financiera, la Emisora ha publicado ciertos acontecimientos que seguidamente se detallan. Los inversores podrán consultar los hechos relevantes de la Emisora accediendo a la página web de la CNV (www.argentina.gob.ar/cnv), en la sección "Empresas".

En fecha 22 de abril de 2024, la Sociedad, través de Proener S.A.U. (una sociedad íntegramente controlada por CPSA), firmó un contrato de suscripción de acciones que le otorga un derecho de participación del 4% del capital accionario de la sociedad AbraSilver Resource Corp. (sociedad que cotiza en la bolsa de Canada), la cual es titular del proyecto de plata-oro Diablillos ubicado en el noroeste argentino.

Por su parte, el 10 de mayo de 2024, el Directorio de la Sociedad, en su reunión celebrada en dicha fecha, decidió: (i) designar como Presidente de la Sociedad al señor Osvaldo Arturo Reca y como Vicepresidente al Miguel Dodero y (ii) designar como miembros titulares del Comité de Auditoría a los señores Tomás White, José Luis Morea y Jorge Villegas Ignacio; y como miembros suplentes a los José Manuel Ortiz y Mario Elizalde.

Finalmente, en fecha 24 de mayo de 2024, la Sociedad informó que en el marco de las Resoluciones N° 58/2024, 66/2024 y 77/2024 de la Secretaría de Energía de la Nación, emitidas en relación a las deudas de Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. por las transacciones económicas correspondientes a los meses de diciembre de 2023 y enero y febrero de 2024, en el día de la fecha, la Sociedad celebró con CAMMESA un acuerdo, en virtud del cual las deudas serán pagadas por CAMMESA a la Sociedad de la siguiente forma: 1) Las correspondientes a las transacciones económicas de los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024, serán pagadas mediante la entrega de títulos públicos "BONOS DE LA REPÚBLICA ARGENTINA EN DÓLARES ESTADOUNIDENSES STEP UP 2038" (BONO USD 2038 L.A.) dentro de los DIEZ (10) días hábiles contados a partir de la firma del acuerdo, y 2) Las correspondientes a la transacción económica del mes de febrero de 2024 serán pagadas con los fondos disponibles en las cuentas bancarias habilitadas en CAMMESA dentro de las 48 horas desde la firma del acuerdo. Atento a que Central Costanera S.A. (subsidiaria de la Sociedad) también aceptó la oferta de la Secretaría de Energía, y dado que los bonos a recibir tienen una paridad inferior a su valor nominal, la suscripción del Acuerdo representa para Central Puerto S.A. una pérdida consolidada (considerando la cotización del bono del día de la fecha) de aproximadamente millones de pesos 21.200.

En fecha 14 de junio de 2024, mediante la Resolución 99/2024. la Secretaría de Energía estableció, para las transacciones económicas correspondientes a junio de 2024, entre otras cuestiones, los nuevos valores correspondientes al Precio Base de Potencia, el precio para la potencia garantizada DIGO y la Remuneración por Generación Térmica.

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA

Los estados financieros anuales correspondientes al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 y los correspondientes a los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2023 y 2024 se encuentran a disposición de los interesados en las oficinas de la Emisora ubicadas en Avda. Thomas Edison 2701, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, y en la página web de la CNV (www.argentina.gob.ar/cnv).

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

DOCUMENTOS A DISPOSICIÓN

Podrán solicitarse copias del Prospecto y estados financieros de la Emisora referidos en el Prospecto, así como también los Suplementos de Prospectos en la sede administrativa de la Emisoras sita en Avda. Tomas Alva Edison 2701 - Dársena E – Puerto de Buenos Aires, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, en días hábiles en el horario de 10 a 18 hs., teléfono/fax +54 (11) 4317-5000. Asimismo, se informa al público inversor que los libros sociales, contables y comerciales de la Emisora se encuentra a disposición en la sede administrativa de la Emisora sita en Avda. Tomas Alva Edison 2701 - Dársena E – Puerto de Buenos Aires, de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Además, el Prospecto definitivo estará disponible en la página web de la CNV (www.argentina.gob.ar/cnv) en el ítem "Información Financiera" de la AIF, en la página web institucional de la Emisora (www.centralpuerto.com), en el boletín electrónico del MAE y en el Boletín Diario de la BCBA (www.bolsar.com).

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.

EMISORA

CENTRAL PUERTO S.A.
Avda. Thomas Edison 2701
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

ASESORES LEGALES DE LA EMISORA

Bruchou & Funes de Rioja
Ing. Butty 275 – Piso 12°
(C1001AFA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

AUDITORES

Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L.
(firma miembro de Ernst & Young Global)
25 de mayo 487
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

Leonardo Marinaro
Subdelegado autorizado por Directorio
de Central Puerto S.A.