



## 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 Y/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 y/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 N° 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 8 de abril de 2022, Fix confirmó en la categoría “A+(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](http://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 N°20.847 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 N° 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.**

**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](http://www.argentina.gob.ar/cnv)) (bajo el ítem “Información Financiera”), en la página web institucional de la Emisora ([www.centralpuerto.com](http://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<br>Teléfono: (+54 11) 4317-5900<br>Av. Tomas Alva Edison 2701 -Dársena E – Puerto de Buenos Aires<br>(C1104BAB) Ciudad de Buenos Aires - República Argentina<br><a href="mailto:inversores@centralpuerto.com">inversores@centralpuerto.com</a> / <a href="http://www.centralpuerto.com">www.centralpuerto.com</a> |
|---|

La fecha de este Prospecto es 4 de julio de 2022



Roberto Miguel  
PRESIDENTE

## ÍNDICE

|  |            |
|--|------------|
| <b>NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES.....</b>  | <b>4</b>   |
| <b>NOTA ESPECIAL REFERIDA A DECLARACIONES SOBRE EL FUTURO.....</b>   | <b>6</b>   |
| <b>EXIGIBILIDAD DE RESPONSABILIDAD CIVIL.....</b>  | <b>7</b>   |
| <b>DEFINICIONES.....</b>   | <b>8</b>   |
| <b>PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y OTRA INFORMACIÓN.....</b>  | <b>9</b>   |
| <b>INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA.....</b>   | <b>12</b>  |
| <b>RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES</b><br><b>.....</b>                                   | <b>111</b> |
| <b>TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LOS TÍTULOS.....</b>  | <b>115</b> |
| <b>FACTORES DE RIESGO.....</b>   | <b>126</b> |
| <b>FACTORES DE RIESGO DETALLADOS.....</b>  | <b>127</b> |
| <b>POLÍTICAS DE LA EMISORA.....</b>  | <b>149</b> |
| <b>INFORMACIÓN SOBRE DIRECTORES, ADMINISTRADORES, GERENTES, ASESORES Y</b><br><b>MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN.....</b> | <b>154</b> |
| <b>RAZONES PARA LA OFERTA Y DESTINO DE LOS FONDOS.....</b>   | <b>169</b> |
| <b>ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS .....</b>  | <b>170</b> |
| <b>ACTIVOS FIJOS DE LA EMISORA.....</b>  | <b>172</b> |
| <b>ANTECEDENTES FINANCIEROS.....</b>   | <b>173</b> |
| <b>INFORMACIÓN ADICIONAL.....</b>  | <b>222</b> |
| <b>PLAN DE DISTRIBUCIÓN .....</b>  | <b>259</b> |



## 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 vigentes. El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier jurisdicción en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera 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 cumplen con los requisitos previstos en el Decreto N° 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 sin número a continuación del 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 establezcan 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 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 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 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 la vado 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 9 de marzo de 2022.

### **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.



## 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 “Infomación 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 significativa 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. riesgo operativos relacionados con la generación, como también la transición y distribución de electricidad
- xvii. Riesgo crediticio derivado de los acuerdos crediticios con CMMESA.
- 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 futuro. 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 descritos 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.

## 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, Fernández Madero & Lombardi, 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 del artículo 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.

## 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*”.
- “MLC” aluden al mercado libre de cambios.
- el “mercado *spot*” aluden a energía vendida por generadores al MEM y remunerada por CAMMESA en el marco vigente antes del marco regulatorio de Energía Base.
- “PPA” aluden a contratos de capacidad y suministro de energía con clientes.
- “YPF” aluden a YPF, S.A., la Emisora de petróleo y gas de propiedad del estado argentino.
- “MEM” aluden al Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina.



## 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 2022 han sido preparados de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad (“NIC”) 34 (“Información Financiera Intermedia”). 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 2021 y hasta la fecha de emisión de dichos estados financieros consolidados condensados de periodo intermedio. Sin embargo, estos estados financieros consolidados condensados de periodo intermedio no incluyen toda la información ni todas las revelaciones que se requieren para los estados financieros anuales preparados de conformidad con la NIC 1 (“Presentación de Estados Financieros”).

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% acumulado en tres años. Sin embargo, debido a diversos factores macroeconómicos, la inflación trienal se ubicó en 2018 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 50,9%, 36,1% y 53,8% en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, respectivamente. Véase “*Factores de Riesgo – Al 1 de julio de 2018, 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, incluyendo las cifras correspondientes al ejercicio o período anterior (sin que este hecho modifique las decisiones tomadas en base a la información financiera correspondiente a dichos ejercicios o períodos), han sido reexpresadas para considerar los cambios en el poder adquisitivo general de la moneda funcional de la Sociedad (el peso argentino) conforme a lo establecido en la NIC 29 y en la Resolución General N° 777/2018 de la Comisión Nacional de Valores. Como resultado de ello, los estados financieros están expresados en la unidad de medida corriente al final del ejercicio o período sobre el que se informa. Véase “*Ciertas circunstancias que afectan la comparabilidad de la información financiera*”.

### 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 de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 han sido convertidos a Dólares Estadounidenses al tipo de cambio divisa vendedor mayorista publicado por Banco de la Nación Argentina (“Banco Nación”), a 31 de marzo de 2022 el tipo de cambio fue de Ps.111,01 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 1 de julio de 2022 era de Ps. 125,45 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 2021 y 2020 han sido medidos en términos de pesos corrientes al 31 de diciembre de 2021, aplicando la guía de NIC 29.

Los estados financieros consolidados condensados correspondientes al periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 (y su respectiva información comparativa por el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021) han sido medidos en términos de pesos corrientes al 31 de marzo de 2022, aplicando la guía de NIC 29.

No hemos reexpresado los estados financieros consolidados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 para medirlos en términos de pesos corrientes al 31 de marzo de 2022, el período financiero más reciente incorporado al presente Prospecto. En consecuencia, dichos estados financieros y los estados financieros consolidados condensados correspondientes al periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 no son comparables. El cambio en el índice general de precios entre el 31 de diciembre de 2021 y el 31 de marzo de 2022 fue de 16,1%



## 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 inscrita 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 2021, la energía eléctrica generada por la Emisora ascendió a un total de 14.392 GWh netos, representando aproximadamente un 12,2% 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 2021, la Emisora tenía una capacidad instalada de 4.809 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, y Santa Fe. 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 y turbinas eólicas.

El siguiente cuadro presenta una breve descripción de las centrales eléctricas que la Emisora operaba al 31 de diciembre de 2021:

| 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<br>Turbinas a vapor, turbinas a gas, ciclos combinados, mini turbina hidráulica y cogeneraciones para generación de energía eléctrica y vapor asociado |
| Planta Luján de Cuyo                          | Provincia de Mendoza   | 576,00                   | vapor asociado   |
| Brigadier López                               | Provincia de Santa Fe  | 280,50                   | Turbina de gas   |
| Planta San Lorenzo                            | Provincia de Santa Fe  | 391,00                   | Turbina de gas   |
| 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 <sup>(2)</sup>  | Provincia de Buenos Aires  | 100,80                   | Turbinas eólicas   |
| Parque Eólico La Castellana II <sup>(2)</sup> | Provincia de Buenos Aires  | 15,20                    | Turbinas eólicas   |
| Parque Eólico La Genoveva I <sup>(2)</sup>    | Provincia de Buenos Aires  | 88,20                    | Turbinas eólicas   |
| Parque Eólico La Genoveva II <sup>(2)</sup>   | Provincia de Buenos Aires  | 41,80                    | Turbinas eólicas   |
| Parque Eólico Achiras <sup>(2)</sup>          | Provincia de Córdoba   | 48,00                    | Turbinas eólicas   |
| Parque Eólico Los Olivos <sup>(2)</sup>       | Provincia de Córdoba   | 22,80                    | Turbinas eólicas   |
| Parque Eólico Manque <sup>(2)</sup>           | Provincia de Córdoba   | 57,00                    | Turbinas eólicas   |
| <b>Total</b>                                  |  | <b>4.809 MW</b>          |  |

(1) Parte del “Complejo Puerto” 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., CP Vientos La Genoveva I y Vientos La Genoveva

II S.A.U., respectivamente, en los cinco primeros casos, subsidiarias de propiedad absoluta de CP Renovables S.A., mientras que las últimas dos sociedades controladas por Central Puerto S.A. La Emisora posee una participación directa e indirecta del 100% en el capital de CP Renovables.

Por otra parte, la Emisora participa en dos programas—el Acuerdo FONINVEMEM y el Acuerdo CVO—ambos administrados por CMMESA por instrucción de la Secretaría de Energía Eléctrica (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 CMMESA. 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 2020, la Compañía cobró créditos de FONINVEMEM por la suma de Ps. 500 millones y durante 2021 y 2020 créditos de CVO por la suma de Ps. 8.200 millones y Ps. 9.500 millones, respectivamente, medidos en términos corrientes al 31 de diciembre de 2021.

Al 31 de diciembre de 2021, 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) |
|--------------------|---|------------------------------------|--------------------------|---|---|
| San Martín         | Termoeléctrica José de San Martín S.A. (TJSM) | Timbúes, Provincia de Santa Fe     | 865                      | Planta de ciclo combinado que dio inicio a sus operaciones en 2010          | 9,6269%   |
| Manuel Belgrano    | Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (TMB)     | Campana, Provincia de Buenos Aires | 873                      | Planta de ciclo combinado que dio inicio a sus operaciones en 2010          | 10,8312%  |
| Vuelta de Obligado | Central Vuelta de Obligado S.A. (CVOSA)       | Timbúes, Provincia de Santa Fe     | 816                      | Planta de ciclo combinado que dio inicio a sus operaciones en marzo de 2018 | 56,1900%  |

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

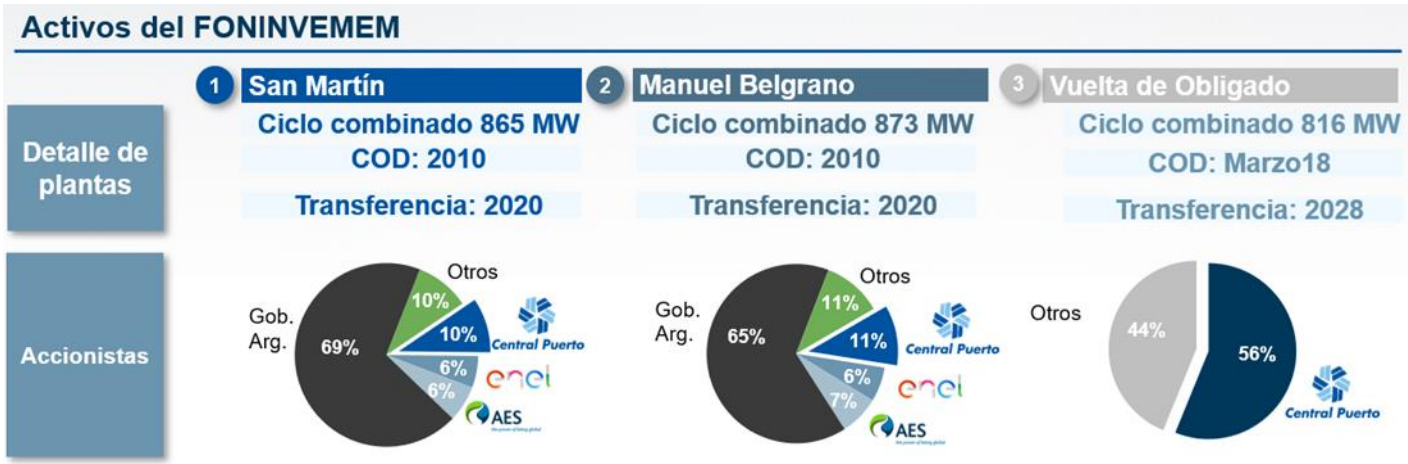
El 3 de enero de 2020, el gobierno argentino notificó a la Compañía informándole que, conforme al Acuerdo FONINVEMEM, TJSM y TMB debían realizar todos los trámites y las gestiones necesarios para incorporar al gobierno argentino como accionista de ambas sociedades reclamando, en cada caso, participaciones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

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 30,8752% a 19,6269% en TJSM y del 30,9464% a 10,8312% en TMB.

Véase “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora—La participación de la Emisora en TJSM, TMB y CVOSA se diluirá significativamente*” e “*Información sobre la Emisora—Filiales—Termoeléctrica José de San Martín SA. (TJSM)*”.



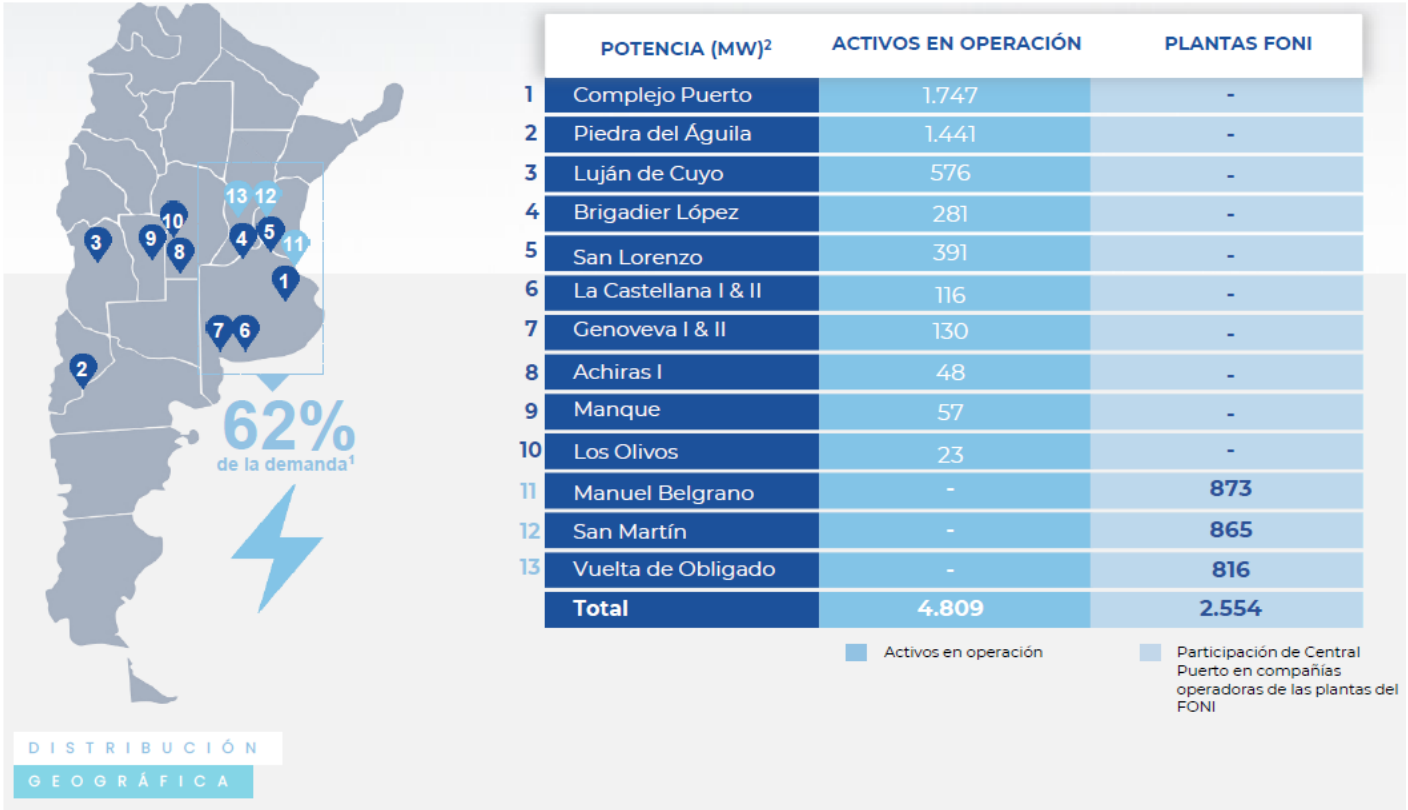
Los siguientes gráficos muestran el total de activos de la Emisora en virtud del programa FONINVEMEM:



Estructura de propiedad posterior a la transferencia de la central a la sociedad operativa y a la incorporación del gobierno argentino. Enel incluye Enel Generación Costanera S.A., Central Dock Sud S.A. y Enel Generación El Chocón S.A.

Fuente: TJSM, TMB y CVOSA

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 2021:



(1) Demanda de los últimos 12 meses al 31 de Marzo de 2022 basada en los informes mensuales de CAMMESA.  
 (2) Las cifras sobre capacidad de generación fueron redondeadas. La capacidad de generación de ciertos activos de la central corresponde a la capacidad de generación nominal de la central, la cual puede diferir de la capacidad adjudicada.  
 (3) “Centrales del FONINVEMEM” alude a las plantas José de San Martín, Manuel Belgrano y Vuelta de Obligado. Para más información, véase “Información sobre la Emisora—FONINVEMEM y programas similares”.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, la Emisora registró ingresos por Ps. 57.000 millones (o U\$556 millones).

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, la Emisora comercializó aproximadamente el 81,26% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) en el marco de Energía Base. Las ventas en el marco de Energía Base representaron el 41,72% de los ingresos (en ARS) de la Emisora en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Desde el mes de marzo de 2019 hasta el mes de enero de 2020, inclusive, el marco regulatorio de Energía Base estaba reglamentado por la Resolución SRRyME N° 1/19, por la cual se derogó la Resolución SE N° 19/17 que había incrementado las tarifas de Energía Base denominándolas en Dólares Estadounidenses y que a su vez había reemplazado a la Resolución SE N° 95/13, con sus modificatorias. La Resolución SRRyME N° 1/19 redujo las tarifas de la energía y la potencia. Con fecha 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 31/20, la cual reemplaza el marco regulatorio de Energía Base aplicable desde el 1 de febrero de 2020 quedando establecido que los precios quedarían fijados en pesos argentinos y se ajustarían periódicamente por el índice de inflación. Sin embargo, con fecha 8 de abril de 2020, la Secretaría de Energía ordenó a CAMMESA postergar hasta nuevo aviso la aplicación del Anexo VI relacionado con el mecanismo de ajuste de precios. Por consiguiente, CAMMESA no aplicó el mecanismo de ajuste de precios. La no aplicación del citado Anexo VI provocó efectos adversos en los resultados operativos de la Compañía.

En mayo de 2021, se emitió la Resolución N° 440/21 por la cual se modificó la Resolución N° 31/20 y se incrementaron los precios para los generadores, entre otras modificaciones.

Con fecha 19 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía de la Nación dictó la Resolución N° 440/21 por medio de la cual se decidió la actualización de los precios de la Resolución N° 31/20 con un incremento aproximado del 29% sobre cada concepto a remunerar, pero sin modificar la estructura general de dicha resolución, y derogó el factor de ajuste mensual por inflación previsto en la Res 31/20. Véase *“Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de remuneración—El régimen de remuneración actual.”*

Con fecha 21 de abril de 2022 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 238/2022 (*“Resolución N° 238/2022”*) mediante la cual se actualizaron los valores de remuneración de Energía Base. En la misma, se sustituyeron los Anexos I a V de la Resolución 440 y se derogó el artículo 4° de la Resolución 1037/2021 que otorgaba un reconocimiento adicional y transitorio a la remuneración de los generadores. Adicionalmente se eliminó la afectación por Factor de Uso en el cálculo de la remuneración por disponibilidad de potencia, lo que impacta positivamente en dicha remuneración.

La Resolución 238 actualizó los valores a remunerar a los agentes generadores en un 30% a partir de febrero de 2022 respecto de los valores fijados en la Resolución 440, y un 10% adicional a partir de junio 2022 respecto a los valores actualizados.

Con fecha 7 de noviembre de 2018, por Resolución SE 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 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 SEE 70/18, 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 Ministerio de Desarrollo Productivo emitió la Resolución MDP 12/2019, derogando la Resolución SEE 70/2018 y restableciendo el artículo 8 de la Resolución SE 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 combustible, y (ii) unidades térmicas en virtud del marco regulatorio de Energía Plus, autorizadas por Resolución SE 1281/05 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 contrato 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 8% y el 4% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) y el 32,78% y el 7,23% de los ingresos de la Emisora del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, 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 0,01% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) y el 0,14% de los ingresos de la Emisora del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. 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 y La Genoveva I celebraron un PPA a 20 años con CAMMESA que establece que el 100% de la generación de la capacidad contratada de los parques eólicos será vendida a CAMMESA al precio adjudicado más los respectivos factores de incentivo y ajuste que incrementan el precio adjudicado aproximadamente entre un 10% y un 15%. Las ventas en el marco del programa RenovAr representaron el 7% de las ventas de energía eléctrica (en MWh) y el 12,62% de los ingresos de la Emisora del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Véase “*Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino*”.

Central Puerto también produce vapor. Al 31 de diciembre de 2021, la Emisora tenía una capacidad instalada de 125 toneladas por hora. Las ventas de vapor representaron el 3% de los ingresos de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. La producción de vapor del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue de 1.099.000 toneladas métricas.

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

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 inscrita 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

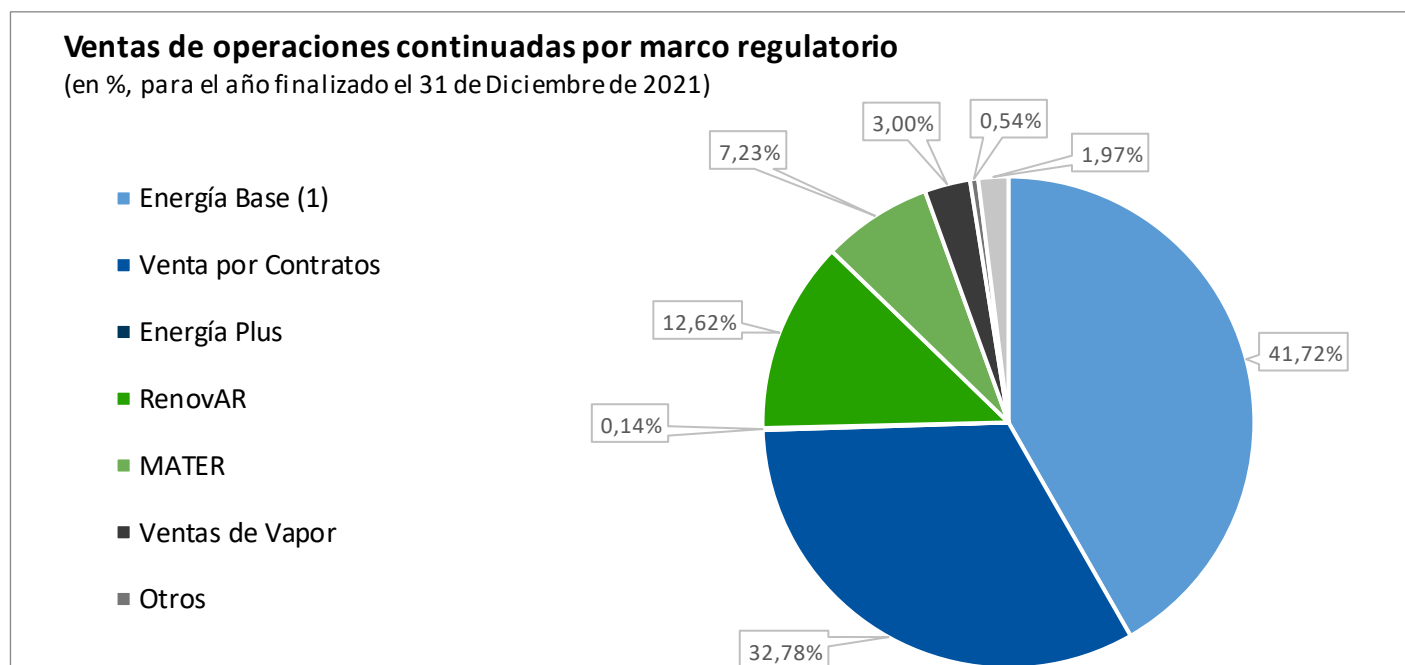


de capacidad de transporte de gas natural a YPF EE representó el 0,54% de los ingresos de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

La planta de cogeneración Terminal 6-San Lorenzo, al 31 de diciembre de 2021, tenía una capacidad instalada de 370 toneladas por hora. La producción de vapor para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue de 10.000 toneladas métricas.

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 1,97% de los ingresos de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

El siguiente gráfico detalla los ingresos de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 por marco regulatorio:



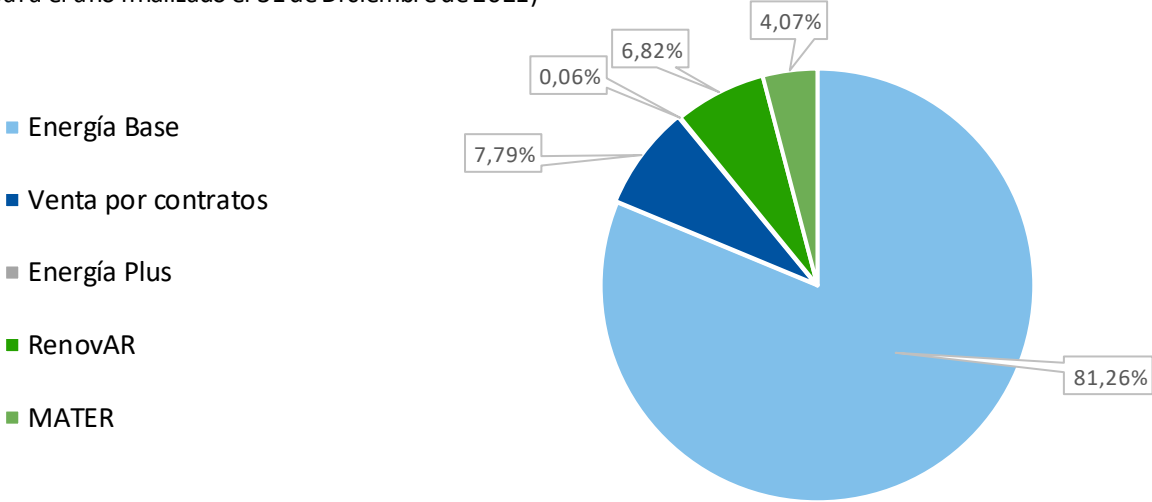
Fuente: Central Puerto.

(1) Incluye (i) ventas de energía y potencia a CMMESA remuneradas conforme a la Resolución N° 95, Resolución N° 19/2017, Resolución SE 1/2019, Resolución N° 31/20, y Resolución N° 440/21; (ii) ventas de energía y potencia en el mercado spot a CMMESA no remuneradas conforme a la Resolución N° 95 (en su versión vigente), y (iii) remuneración en virtud de la Resolución N° 724/2008 relacionada con contratos celebrados con CMMESA para mejorar la capacidad de generación de energía existente de Argentina (véase “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen remunerativo en virtud de la Resolución SE N° 95/13”). Véase “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria.”

Nota: con efectos a partir del 27 de febrero de 2020, entró en vigencia un nuevo régimen remunerativo para Energía Base aplicable desde el 1 de febrero de 2020, el cual fuera reglamentado por la Resolución 31/2020, conforme fuera modificada por la Resolución N° 440/21. Con fecha 19 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía de la Nación dictó la Resolución N° 440/21. La Resolución N° 440/21 actualizó los precios de la Resolución N° 31/20 con un incremento aproximado del 29% sobre cada concepto a remunerar, pero sin modificar la estructura general de dicha resolución, y derogó el factor de ajuste mensual por inflación previsto en la Res 31/20. Para más información, véase “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen remunerativo en virtud de la Resolución SE N° 95/13”.

El siguiente gráfico detalla las ventas de energía eléctrica de la Emisora en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 por marco regulatorio en MWh:

**Ventas de Energía Eléctrica (en MWh), por marco regulatorio**  
(en %, para el año finalizado el 31 de Diciembre de 2021)



Fuente: Central Puerto.

En 2015 y 2016, 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 291 MW, que instalamos en nuestro proyecto de cogeneración Terminal 6 - 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 WM. Con respecto a la turbina de gas de GE, estamos considerándola para posibles proyectos en el futuro y analizando otras perspectivas. Sin embargo, no es seguro que haya nuevos proyectos u otras perspectivas que nos permitan utilizar la turbina de gas de GE. 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 N° 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.

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).

Ecogas tenía una red de distribución de gas de 36.048 km y atendía a aproximadamente 1.391.055 clientes al 31 de diciembre de 2021. En 2021, Ecogas distribuyó un volumen promedio de 12,86 millones de metros cúbicos de gas natural por día. En 2020, Ecogas distribuyó un volumen promedio de 12,18 millones de metros cúbicos de gas natural por día. Este volumen de distribución representó, aproximadamente, el 14,86% y el 14,37% del gas distribuido por todas las compañías distribuidoras de Argentina en noviembre de 2021 y 2020, respectivamente, según datos de ENARGAS. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2021, la participación de Central Puerto en Ecogas generó una pérdida de Ps. 518,88 millones en concepto de participación en pérdidas de asociadas, lo que representó el 80,09% de la pérdida neta de la Emisora durante ese período.

En la asamblea de accionistas celebrada el 16 de diciembre de 2016, de acuerdo con el objetivo estratégico de centrarse en activos dentro de la industria energética, los accionistas consideraron una posible venta de nuestras participaciones en el capital de Ecogas, pero votaron para posponer la decisión. Actualmente la Emisora se encuentra evaluando varias oportunidades estratégicas en relación con DGCU y DGCE, incluida una posible venta parcial o total de nuestra participación en ellas. El 26 de enero de 2018, los accionistas de DGCE aprobaron la admisión de DGCE al régimen de oferta pública en Argentina. El 14 de marzo de 2018, la Compañía autorizó la oferta de hasta 10.075.952 acciones ordinarias clase B de DGCE, en una potencial oferta pública autorizada por la CNV, sujeta a

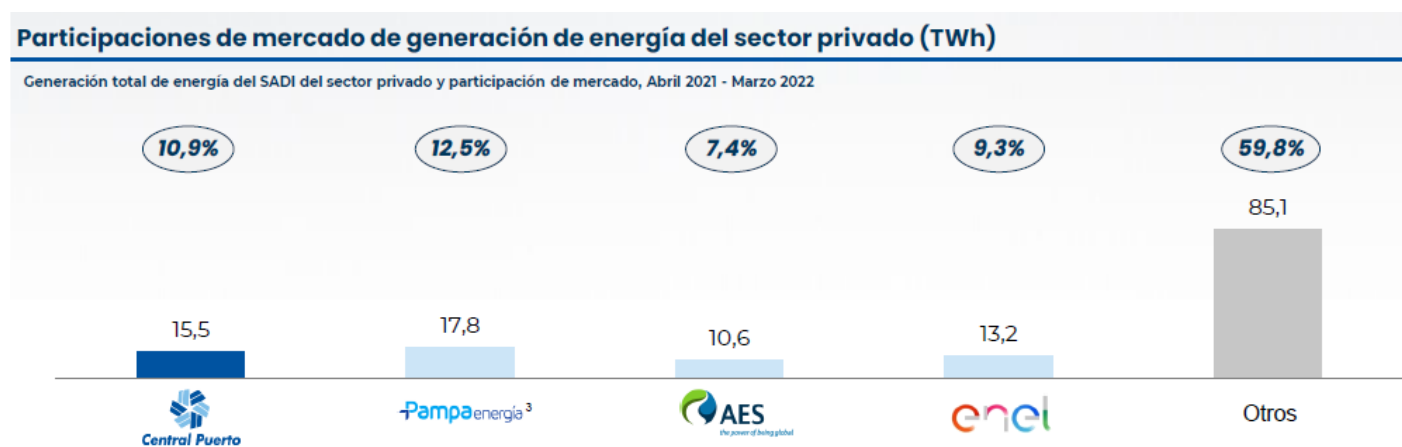
las condiciones del mercado. Esta autorización se englobó dentro de la autorización del 23 de febrero de 2018 del Directorio para la venta de hasta 27.597.032 acciones comunes B de DGCE. Sin embargo, debido a las condiciones del mercado, los accionistas de la DGCE decidieron posponer la oferta. El 24 de octubre de 2019, la CNV notificó a la DGCE la cancelación de la autorización para la oferta pública.

### Fortalezas competitivas

La Emisora cree haber logrado una posición competitiva sólida en el sector de generación de electricidad de Argentina, como resultado de las siguientes fortalezas:

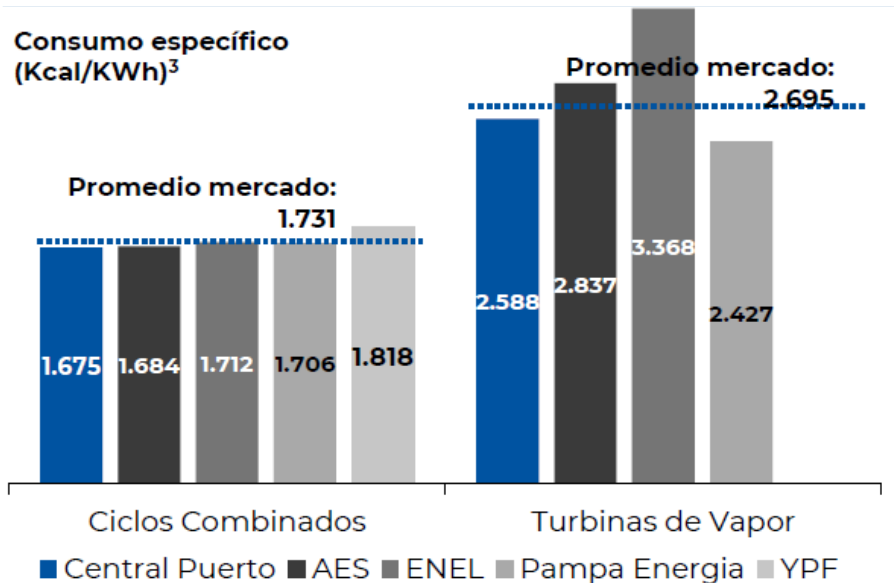
- **Una de las empresas de generación de energía del sector privado más grande de Argentina.** Central Puerto es una de las empresas de generación de energía del sector privado más grande de Argentina, en términos de energía eléctrica generada, según datos proporcionados por CAMMESA. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2021, la Emisora generó un total de 14.392 GWh netos de electricidad. Central Puerto tenía una capacidad instalada de 4.809 MW, a 31 de diciembre de 2021. La posición de liderazgo que ocupa la Emisora le permite desarrollar diversas estrategias de venta y marketing, sin depender de un mercado en particular. Por otra parte, 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.

Los siguientes gráficos muestran la generación de electricidad total del SADI por compañías privadas y la participación en el mercado en 2021 (agrupadas por compañías relacionadas y subsidiarias):



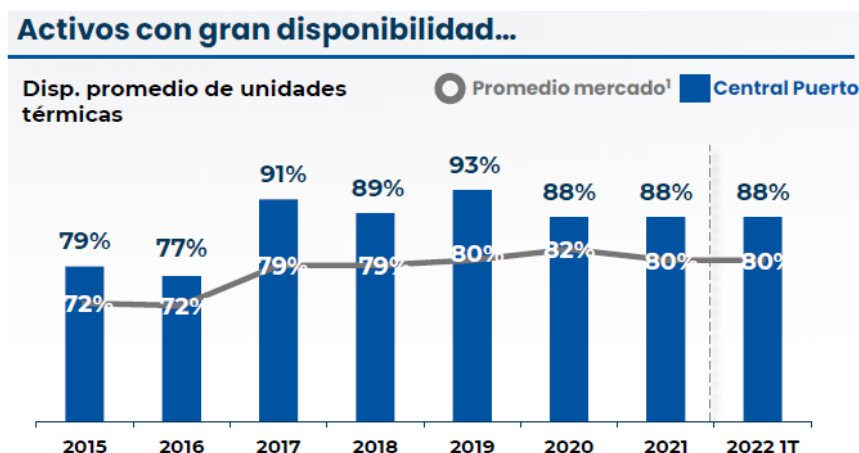
Fuente: CAMMESA. (i) Enel incluye Enel Generación Costanera S.A., Central Dock Sud S.A. y Enel Generación El Chocón S.A.; (ii) Pampa Energía incluye Central Térmica Güemes S.A., Central Térmica Loma la Lata S.A., Inversora Piedra Buena S.A., Inversora Diamante S.A., CTG e Inversora Nihuales, y Petrobras Argentina S.A.; y (iii) AES Argentina Generación incluye Central Térmica San Nicolás S.A. e Hidroeléctrica Alicurá 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, tecnología hidroeléctrica y tecnología de cogeneración de electricidad y vapor, los que a la fecha de este Prospecto suman una capacidad instalada total de 4.809 MW. Los niveles de eficiencia de Central Puerto son superiores a los de la competencia, debido a la eficiencia de sus tecnologías. El siguiente gráfico ilustra el nivel de eficiencia para el período comprendido entre enero de 2021 y diciembre de 2021 de cada una de las unidades de generación en comparación con la de los principales competidores de la Emisora, 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 generar un kWh de electricidad.



Fuente: CAMMESA.

El siguiente gráfico muestra el índice de disponibilidad de los activos térmicos de la Emisora en comparación con el promedio de mercado:



Fuente: Central Puerto, CAMMESA.

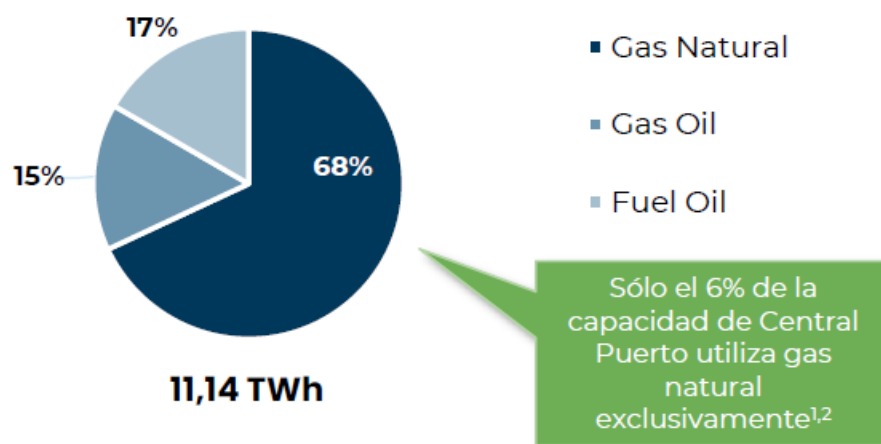
La Emisora tiene contratos de mantenimiento a largo plazo con los fabricantes de las unidades de ciclo combinado y centrales de cogeneración con la mayor capacidad, a saber, la unidad Puerto Ciclo Combinado, la unidad de ciclo combinado Luján de Cuyo en la planta de Luján de Cuyo, la turbina de gas Brigadier López, las centrales de cogeneración en la planta de Luján de Cuyo, la planta de cogeneración Terminal 6-San Lorenzo y los parques eólicos, conforme a los cuales los fabricantes ofrecen servicios de mantenimiento usando las mejores prácticas recomendadas para esas unidades. El resto de las unidades reciben mantenimiento a través de empleados altamente capacitados y con vasta experiencia, que siguen rigurosamente las recomendaciones y mejores prácticas definidas por los fabricantes de dichas unidades. Por otra parte, la Emisora puede generar energía a partir de distintas fuentes de combustible, entre ellas, gas natural, diesel oil y fuel oil. En los últimos años, las Compañía ha realizado inversiones en adaptar sus plantas a fin de generar energía eléctrica a partir de biocombustible y ha forjado relaciones comerciales a lo largo de los años con empresas estratégicas del sector de hidrocarburos y biocombustible. Las unidades de generación de energía de la Emisora también ocupan una posición de privilegio en la curva de despacho de energía del sistema (curva de costo marginal del MEM) gracias a su cartera de activos de generación tecnológicamente diversificada y a su elevado nivel de eficiencia en términos de consumo de combustible, lo cual garantiza un vasto despacho de energía al sistema, incluso teniendo en cuenta las nuevas incorporaciones de capacidad previstas para los próximos años adjudicadas en el marco de licitaciones para incrementar la capacidad de generación térmica y la capacidad de generación de fuentes de energía renovable.

- **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 32.000 toneladas de combustible (suficientes para cubrir 6,3 días de consumo) y 20.000 toneladas de gas oil (suficientes para cubrir 5,7 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 38% del consumo de energía de Argentina se concentraba en el área metropolitana de Buenos Aires en 2021 de conformidad con el reporte mensual de diciembre de 2021 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.

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

Generación térmica por tipo de combustible, Abril 2021 – Marzo 2022



Fuente: Central Puerto

(1)(2) La unidad de ciclo combinado marca Siemens situada en la planta de Luján de Cuyo (con una capacidad instalada de 306 MW) es la única unidad de CEPU que funciona exclusivamente a gas natural. (2) Excluye Plantas FONI.

- **Ampliación de la capacidad instalada actual.** La Emisora ha tomado medidas para mejorar su posición estratégica como líder en tecnologías de generación, ampliando su capacidad térmica y renovable.

### Generación Térmica

En 2015 y 2016, 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 291 MW, que instalamos en nuestro proyecto de cogeneración Terminal 6 - 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. Sin embargo, no es seguro que haya nuevos proyectos u otras perspectivas que nos permitan utilizar la turbina de gas de GE.

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.

La Secretaría de Energía Eléctrica, por Resolución SEE N° 287-E/17, 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 la Terminal 6 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.

### **Generación de Energía Renovable**

En relación con la labor de la Emisora en el ámbito de las energías renovables, la Ley N° 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 Ministerio de Energía y Minería, a través de la Resolución 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*”). A la fecha de este Prospecto, la Emisora ya ha celebrado 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.

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 —Es posible que factores que excedan el control de la Emisora puedan afectar o demorar la finalización de los proyectos adjudicados, o modificar sus planes de expansión de las centrales 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 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 en virtud del programa Energía Base 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 el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, la Emisora recibió Ps. 23,144 millones (U\$S 225,3 millones en pagos denominados en Dólares Estadounidenses, considerando el tipo de cambio divisa vigente al 31 de diciembre de 2021 publicado por el Banco de la Nación Argentina) en concepto de capital e intereses por estos créditos (excluyendo IVA).

Durante 2021, la Compañía cobró Ps. 8.200 millones en créditos de CVO al 31 de diciembre de 2021 medidos en la unidad de medida corrientes al 31 de diciembre de 2021.

- ***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. 20.120 millones al 31 de diciembre de 2021 (aproximadamente U\$S 196,27 millones). A la fecha de este

Prospecto, la Emisora también tiene líneas de crédito no utilizadas con bancos comerciales, por un total de aproximadamente Ps. 10.940 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 18 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 Termoelectrónica 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 36.048 km de extensión y atiende a unos 1.391.055 clientes al 31 de diciembre de 2021, 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 consumir transacciones complejas con gran eficiencia.

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. 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 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. 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—Es posible que factores que excedan el control de la Emisora puedan afectar o demorar la finalización de los proyectos adjudicados, o modificar sus planes de expansión de las centrales existentes”). En 2016, la Emisora formó la subsidiaria CP Renovables, con el fin de desarrollar, construir y operar proyectos de generación de energía renovable.
- ***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 nueva 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”. Por su parte, CP Manque S.A.U. y CP Los Olivos S.A.U. realizaron en 2020 una comisión en el mercado de capitales local cuya aplicación de fondos fue la precancelación parcial de los préstamos puente recibidos durante la construcción de ambos proyectos. Asimismo, la Emisora espera que la nueva capacidad de generación que estos proyectos aportan le permiten incrementar sus flujos de efectivo y, por consiguiente, consolidar su situación financiera. Véase “Información sobre la Emisora – Subsidiarias - CP Manque S.A.U.” y “Información sobre la Emisora – Subsidiarias - CP Los Olivos S.A.U.”.

## 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 2021, CVOSA generó una ganancia equivalente al 33,19% de la pérdida neta consolidada de la Emisora.

La Emisora posee el 56,19% 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 Endesa Costanera S.A., 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) consumir una fusión, escisión, transformación societaria o liquidación; (ii) incrementar o reducir el capital social; (iii) recibir aportes de capital; (iv) consumir 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 FONINVE MEM, 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 y, los otros dos, designados por los Demás Accionistas de CVOSA. 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.

Conforme a los términos del acuerdo del FONINVE MEM 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, tanto en el ámbito nacional como en el internacional. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2021, Proener S.A.U. generó una pérdida equivalente al 577,98% de la pérdida neta consolidada de la Emisora.

#### ***CP Renovables S.A.***

En 2016, la Emisora constituyó una subsidiaria, CP Renovables S.A. ("CP Renovables"), para desarrollar, construir y operar proyectos de generación de energía renovable.

Con fecha 24 de junio de 2020 la Emisora compró el 30% del capital social de CP Renovables a su accionista minoritario. De esta forma, la Emisora adquirió 993.993.952 acciones, a un valor de 0,034418 dólares por acción, que fueron pagadas en su totalidad mediante la transferencia de activos financieros. Basándose en el informe del Comité de Auditoría, el Directorio determinó que dicha transacción era una operación de mercado.

Con fecha 21 de agosto de 2020, se incorporó como accionista CPR Energy Solutions S.A.U. con una participación accionaria equivalente al 0,36% del capital social, y con fecha 26 de agosto de 2020, se incorporó como accionista Vientos La Genoveva II con una participación accionaria equivalente al 3,49% del capital social.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora posee directamente una participación del 96,14% y una participación consolidada del 100% en el capital de CP Renovables S.A. por medio de CPR Energy Solutions S.A.U. (que posee el 0,364%) y Vientos La Genoveva II S.A.U. (que posee el 3,50%).

Esta operación se ha contabilizado como una transacción con participación no dominante de acuerdo con la NIIF 10. En consecuencia, la diferencia de 2.967.736 (medido a moneda del 31 de diciembre de 2021) entre el valor contable de la participación no dominante en la fecha de la transacción y el valor razonable de mercado de la contraprestación pagada se reconoció directamente en el patrimonio neto y se atribuyó a los titulares de la sociedad matriz.

CP Renovables S.A. invierte en activos de energías renovables. En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2021, CP Renovables S.A. y sus subsidiarias representaron una ganancia consolidada que equivale al 564,36% de la pérdida neta consolidada de la Emisora.

#### ***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 S.A. posee una participación del 100% 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 2021, CP Achiras S.A.U. generó una ganancia equivalente al 83,74% de la pérdida neta consolidada 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% 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 2021, CPR Energy Solutions generó una ganancia equivalente al 36,46% de la pérdida neta consolidada de la Emisora.

Actualmente CPR Energy Solutions tiene una participación accionaria en CP Renovables equivalente al 0,36% de su capital social.

#### ***CP Patagones S.A.U.***

CP Patagones 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 Patagones S.A.U., empresa que se dedica a la generación y comercialización de electricidad proveniente de fuentes renovables. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, CP Patagones S.A.U. no representó ningún porcentaje de la pérdida neta consolidada 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% 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 2021, CP La Castellana generó una ganancia equivalente al 255,96% de la pérdida neta consolidada 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. 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 renovables. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, Vientos La Genoveva generó una ganancia equivalente al 303,08% de la pérdida neta consolidada de la Emisora.

#### ***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 2021, Vientos La Genoveva II generó una ganancia equivalente al 120,60% de la pérdida neta consolidada 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 2021, CP Manque S.A.U. representó una ganancia equivalente al 166,46% de la pérdida neta consolidada de la Emisora.

CP Manque S.A.U. creó un programa global para la co-emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) a corto, mediano o largo plazo por un monto máximo de hasta US\$80.000.000 (Dólares Estadounidenses ochenta millones) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor) en forma conjunta y solidaria con CP Los Olivos S.A.U. La creación del programa fue aprobada por CP Manque S.A.U., mediante Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de fecha 1º de julio de 2020, el acta de directorio de fecha 1º de julio de 2020 y el acta de subdelegados de fecha 18 de agosto de 2020. La creación del programa fue autorizada por el Directorio de la CNV mediante resolución N° RESFC-2020-20767-APN-DIR#CNV, de fecha 26 de agosto de 2020. Asimismo, CP Manque S.A.U. aprobó, mediante reunión de Directorio de fecha 20 de agosto de 2020 y Acta de Subdelegado de fecha 2 de septiembre de 2020, la emisión de una o más clases de obligaciones negociables y aprobó los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables Clase I y de las Obligaciones Negociables Clase II.

En virtud de la aprobación del programa mencionado, CP Manque S.A.U. emitió conjuntamente con CP Los Olivos S.A.U. las obligaciones negociables clase I por un valor nominal de US\$35.160.000 (Dólares Estadounidenses treinta y cinco millones ciento sesenta mil) y las obligaciones negociables clase II por un valor nominal de \$1.109.925.000 (Pesos mil ciento nueve millones novecientos veinticinco mil), ambas avaladas por Central Puerto.

### ***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% 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 2021, CP Los Olivos S.A.U. representó una ganancia equivalente al 44,86% de la pérdida neta consolidada de la Emisora.

CP Los Olivos S.A.U. creó un programa global para la co-emisión de obligaciones negociables simples (no convertibles en acciones) a corto, mediano o largo plazo por un monto máximo de hasta US\$80.000.000 (Dólares Estadounidenses ochenta millones) (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor) en forma conjunta y solidaria con CP Manque S.A.U. La creación del programa fue aprobada por CP Los Olivos S.A.U., mediante Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de fecha 1° de julio de 2020, el acta de directorio de fecha 1° de julio de 2020 y el acta de subdelegados de fecha 18 de agosto de 2020. La creación del programa fue autorizada por el Directorio de la CNV mediante resolución N° RESFC-2020-20767-APN-DIR#CNV, de fecha 26 de agosto de 2020. Asimismo, la sociedad aprobó, mediante reunión de Directorio de fecha 20 de agosto de 2020 y Acta de Subdelegado de fecha 2 de septiembre de 2020, la emisión de una o más clases de obligaciones negociables y aprobó los términos y condiciones generales de las Obligaciones Negociables Clase I y de las Obligaciones Negociables Clase II.

En virtud de la aprobación del programa mencionado, CP Los Olivos S.A.U. emitió conjuntamente con CP Manque S.A.U. las obligaciones negociables clase I por un valor nominal de US\$35.160.000 (Dólares Estadounidenses treinta y cinco millones ciento sesenta mil) y las obligaciones negociables clase II por un valor nominal de \$1.109.925.000 (Pesos mil ciento nueve millones novecientos veinticinco mil), ambas avaladas por Central Puerto. Producido el vencimiento de las Obligaciones Negociables clase II con fecha 2 de septiembre de 2021, las mismas fueron canceladas en su totalidad.

### **Filiales**

#### ***Termoeléctrica José de San Martín S.A. (TJSM), Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (TMB) y Termoeléctrica Vuelta de Obligado S.A. (CVOSA)***

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 2021, TJSM y TMB representaron una pérdida equivalente del 5,83% y 4,37% de la pérdida neta consolidada de la Emisora.

Al 31 de diciembre de 2021, la Emisora poseía una participación del 9,6269% en los derechos a votos de TJSM y del 10,8312% en los derechos a voto de TMB. Si bien la Emisora no posee el control sobre estas sociedades, en el marco de un convenio entre accionistas celebrado entre Endesa Costanera S.A., Hidroeléctrica El Chocón S.A. Central Dock Sud S.A., AES Argentina Generación S.A., Central Dique S.A. y la Emisora, la aprobación de ciertos actos significativos requiere del voto afirmativo de la Emisora, a saber: la celebración de contratos de compra de energía con CAMMESA, contratos de servicios de ingeniería y de suministro y transporte de gas y la consumación de transacciones con partes relacionadas, entre otros.

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.

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 30,8752% al 9,6269% en TJSM y del 30,9464% al 10,8312% en TMB. A la fecha de este Prospecto, no se consumó la transferencia de las centrales eléctricas a TSM y 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 la participación en CVOSA se diluirá significativamente*”.

Por otro lado, el 7 de enero de 2020 y el 9 de enero de 2020, Central Puerto, junto con los demás accionistas de TJSM y TMB (a título de garantes en el marco y los límites fijados en el Acuerdo FONINVEMEM, la Nota SE N° 1368/05 y los contratos de fideicomiso), el BICE, TJSM, TMB y la Secretaría de Energía modificaron el Acuerdo de Operación y Mantenimiento de la Central Térmica Manuel Belgrano (el “AOM de TMB”) y el Acuerdo de Operación y Mantenimiento de la Central Térmica San Martín (el “AOM de TJSM”), respectivamente. Las modificaciones al AOM de TMB y al AOM de TJSM extendieron la vigencia de los acuerdos hasta la efectiva transferencia del patrimonio de liquidación del fideicomiso.

Por otra parte, los estatutos de TJSM y TMB establecen que los accionistas de esas sociedades (incluido el Estado Nacional, una vez que adquiera la calidad de tal) gozan de un derecho de preferencia en la transferencia de acciones a terceros que no sean controlados por, o que no controlen a, dichos accionistas. Dicho derecho de preferencia no se aplica a la transferencia de acciones al Estado Nacional, en virtud de los acuerdos con el FONINVEMEM relacionados con las centrales térmicas San Martín y Manuel Belgrano (Véase “*Información sobre la Emisora—FONINVEMEM y programas similares.*”)

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 Estado Nacional 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 esta central energética y, por consiguiente, afectará adversamente el resultado de sus operaciones. Véase “*Información sobre la Emisora—FONINVEMEM y Programas Similares*”.

Véase “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora—La participación de la Emisora en TJSM y TMB se diluyó y la 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 DGPU, 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. Para más información sobre la fusión de IGCE y IGCU, véase “*Fusión de IGCE, 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 2021, IGCU e IGCE (incluyendo la participación directa en DGCE) representaron una pérdida equivalente al 81,60% de la pérdida neta consolidada de la Emisora (véase "*Historia y desarrollo 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% en el capital social de TGM, compañía propietaria de un gasoducto que se extiende desde Aldea Brasileira (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 2021, por su participación en TGM, el grupo contabilizó una ganancia equivalente al 3,16% de la pérdida neta consolidada 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.

#### ***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 2021, Energía Sudamericana S.A., representó una ganancia equivalente al 1,53% del resultado neto consolidado 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 2021, COySERV S.A. no representó un porcentaje significativo del resultado neto de la Emisora.

La Emisora (en términos no consolidados, excluyendo la participación en las ganancias y pérdidas de asociadas y subsidiarias) representó una pérdida equivalente al 543,25% de la pérdida neta consolidada de la Emisora.

#### ***Geser 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%.

### **Resumen de las Actividades**

Todas las operaciones de Central Puerto se encuentran concentradas en trece 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:

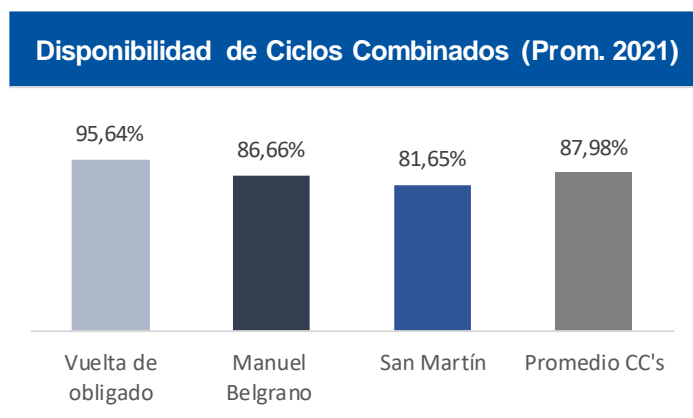
|   | Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de |                  |                  |
|---|--|------------------|------------------|
|   | 2021   | 2020             | 2019             |
| <b>Generación—GWh/año</b>   |  |                  |                  |
| Complejo Puerto.....  | 6.593  | 6.796            | 7.108            |
| Planta Luján de Cuyo.....   | 3.136  | 2.686            | 2.959            |
| Planta Brigadier López (3).....   | 93   | 71               | 127              |
| Terminal 6.....   | 463  | 12               | -                |
| Planta Piedra del Águila.....   | 2.565  | 3.435            | 3.920            |
| Parque Eólico La Castellana I (2).....  | 416  | 437              | 418              |
| Parque Eólico La Castellana II (2).....   | 68   | 74               | 33               |
| Parque Eólico Achiras (2).....  | 191  | 213              | 202              |
| Parque Eólico Manque (2).....   | 236  | 228              | 18               |
| Parque Eólico Los Olivos (2).....   | 104  | 87               | -                |
| Parque Eólico La Genoveva I (2).....  | 375  | 99               | -                |
| Parque Eólico La Genoveva II (2).....   | 179  | 190              | 58               |
| <b>Total.....</b>   | <b>14.389</b>                                      | <b>14.329</b>    | <b>14.849</b>    |
| <b>Ventas bajo Energía Base y ventas de electricidad en el mercado spot—GWh/año</b> |  |                  |                  |
| Complejo Puerto.....  | 6.563  | 6.073            | 7.073            |
| Planta Luján de Cuyo.....   | 2.409  | 1.932            | 2.722            |
| Planta Brigadier López (3).....   | 1  | -                | -                |
| Terminal 6.....   | 158  | -                | -                |
| Planta Piedra del Águila.....   | 2.565  | 3.435            | 3.920            |
| 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).....   | -  | -                | -                |
| Parque Eólico La Genoveva I (2).....  | -  | -                | -                |
| Parque Eólico La Genoveva II (2).....   | -  | -                | -                |
| <b>Total.....</b>   | <b>11.699</b>                                      | <b>12.146</b>    | <b>13.715</b>    |
| <b>Ventas bajo contrato y PPA—GWh/año</b>   |  |                  |                  |
| Complejo Puerto.....  | -  | 18               | 38               |
| Planta Luján de Cuyo.....   | 727  | 774              | 237              |
| Planta Brigadier López (3).....   | 92   | 71               | 127              |
| Terminal 6.....   | 306  | -                | -                |
| Planta Piedra del Águila.....   | -  | -                | -                |
| Parque Eólico La Castellana I Achiras(2).....                                       | 416  | 437              | 418              |
| Parque Eólico La Castellana II (2).....   | 71   | 71               | 33               |
| Parque Eólico Achiras (2).....  | 191  | 213              | 202              |
| Parque Eólico Manque (2).....   | 241  | 212              | 18               |
| Parque Eólico Los Olivos (2).....   | 178  | 180              | 58               |
| Parque Eólico La Genoveva I (2).....  | 96   | 79               | -                |
| Complejo Puerto.....  | 375  | 46               | -                |
| <b>Total.....</b>   | <b>2.694</b>                                       | <b>2.100</b>     | <b>1.133</b>     |
| <b>Compras de Energía – GWh/año</b>   |  |                  |                  |
| Complejo Puerto.....  | 46   | 1                | 2                |
| Planta Luján de Cuyo.....   | 7  | 3                | -                |
| Planta Brigadier López (3).....   | 3  | -                | -                |
| Terminal 6.....   | 6  | -                | -                |
| Planta Piedra del Águila.....   | -  | -                | -                |
| La Castellana I (2).....  | 0.4  | -                | -                |
| La Castellana II (2).....   | -  | -                | -                |
| Achiras (2).....  | 0.2  | -                | -                |
| Manque (2).....   | 0.1  | -                | -                |
| La Genoveva II (2).....   | 0.1  | -                | -                |
| La Genoveva I (2).....  | 0.2  | -                | -                |
| <b>Total.....</b>   | <b>63</b>  | <b>4</b>         | <b>2</b>         |
| <b>Producción de Vapor (Toneladas métricas/año)</b>                                 |  |                  |                  |
| Planta Luján de Cuyo.....   | 1.099.223  | 1.081.959        | 1.031.044        |
| Terminal 6.....   | 109.288  | -                | -                |
| <b>Total.....</b>   | <b>1.208.511</b>                                   | <b>1.081.959</b> | <b>1.031.044</b> |
| <b>Consumo de Gas Natural —MMm<sup>3</sup>/año</b>                                  |  |                  |                  |
| Complejo Puerto.....  | 831  | 1.097            | 1.417            |
| Planta Luján de Cuyo.....   | 673  | 553              | 587              |
| Planta Brigadier López (3).....   | 2  | 12               | 30               |
| Terminal 6.....   | 91   | -                | -                |
| <b>Total.....</b>   | <b>1.597</b>                                       | <b>1.662</b>     | <b>2.034</b>     |
| <b>Consumo de Gas Oil - miles de m<sup>3</sup>/año</b>                              |  |                  |                  |
| Complejo Puerto.....  | 267  | 119              | 48               |

|  | Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de |               |               |
|--|--|---------------|---------------|
|  | 2021   | 2020          | 2019          |
| Planta Luján de Cuyo.....  | -  | -             | -             |
| Planta Brigadier López (3).....  | -  | 8             | 9             |
| Terminal 6 .....   | 8  | -             | -             |
| <b>Total .....</b>   | <b>275</b>   | <b>126</b>    | <b>57</b>     |
| <b>Consumo de Fuel Oil – miles de toneladas/año</b>                                      |  |               |               |
| Complejo Puerto.....   | 361  | 269           | 80            |
| Planta Luján de Cuyo.....  | -  | 11            | 6             |
| Planta Brigadier López (3).....  | -  | -             | -             |
| Terminal 6 .....   | -  | -             | -             |
| <b>Total .....</b>   | <b>361</b>   | <b>279</b>    | <b>86</b>     |
| <b>Disponibilidad —% por año(1)</b>  |  |               |               |
| Complejo Puerto.....   | 87,91%   | 93,32%        | 93,90%        |
| Planta Luján de Cuyo.....  | 84,44%   | 71,89%        | 89,38%        |
| Planta Brigadier López (3).....  | 96,06%   | 96,14%        | 97,25%        |
| Planta Piedra del Águila.....  | 98,6%  | 97,78%        | 96,68%        |
| Terminal 6 .....   | 84,42%   | -             | -             |
| <b>Promedio ponderado para unidades térmicas <sup>(1)</sup> .....</b>                    | <b>87,55%</b>                                      | <b>88,70%</b> | <b>93,22%</b> |
| <b>Promedio ponderado para centrales térmicas e hidroeléctricas <sup>(1)</sup> .....</b> | <b>91,14%</b>                                      | <b>91,94%</b> | <b>94,46%</b> |

Fuente: CAMMESA.

- 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.
- 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 100% en el capital de CP Renovables. Véase “Información sobre la Emisora—Subsidiarias”. Al 31 de diciembre de 2020, el parque eólico Manque tenía una capacidad instalada de 38 MW. El 23 de enero de 2020, la capacidad de la central se incrementó a 53,20 MW, y el 3 de marzo de 2019, se incrementó a 57 MW, siendo esta última la capacidad total del proyecto. Al 31 de diciembre de 2020, el parque eólico La Castellana II tenía una capacidad instalada autorizada de 14,40 MW. Con fecha 21 de febrero de 2020, CAMMESA otorgó su autorización para incrementar la producción destinada a la red hasta 15,20 MW.
- El 21 de febrero de 2020, CAMMESA otorgó la habilitación comercial del parque eólico Los Olivos para una capacidad de generación de hasta 22,80 MW.

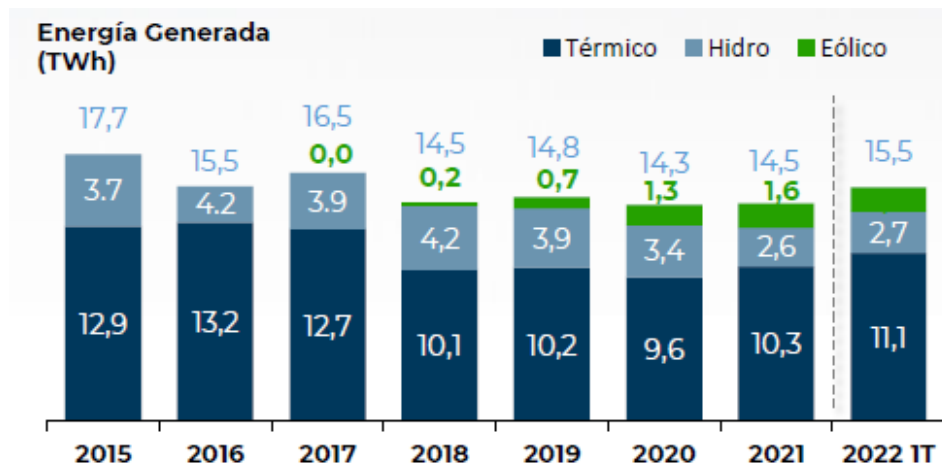
Asimismo, el siguiente gráfico detalla las características de disponibilidad de las tres Plantas del FONINVEMEM:



Fuente: Central Puerto, CAMMESA

El siguiente gráfico muestra la evolución de la generación de energía eléctrica de Central Puerto para el período 2013-2021:





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 2021, la Emisora poseía seis plantas de generación térmica en cuatro complejos: Puerto, Brigadier López, Luján de Cuyo y San Lorenzo – T6.

#### 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 1.714 MW. El complejo Nuevo Puerto (que incluye ambas plantas de Nuevo Puerto y la planta Puerto de Ciclo Combinado) tiene un tamaño a 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 reacondicionado 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 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 oil, fuel oil 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).

### ***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 576,3 MW. La planta inició sus operaciones en 1971.

**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 576,3 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 vapor ducto 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 CAMESA 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 (actualmente el Ministerio 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. 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 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 280,5 MW y está en funcionamiento desde agosto de 2012.

En 2010, la empresa generadora del sector público IAESA (anteriormente 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, está pendiente la construcción de las instalaciones de la central de ciclo combinado (véase “*Factores de Riesgo— Riesgos relacionados con las actividades de la Emisora— El brote de una enfermedad, incluso el COVID-19, 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 280,5 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 N° 11, a 20 km de la ciudad de Santa Fe, capital de la provincia homónima. 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 gasoil. A su vez, la planta dispone de un muelle (que aún no está disponible), donde podrá recibir combustibles líquidos transportados por buques.

### ***San Lorenzo – T6***

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 gasoil.

**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 Terminal 6 (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 Cielo Combinado y de parte de las unidades de Luján de Cuyo, y (ii) Siemens, que realiza el mantenimiento del ciclo combinado y de la nueva unidad de cogeneración del sitio Luján de Cuyo, bajo un contrato que incluye el suministro de piezas y mano de obra.

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 y Siemens 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 oil en las unidades turbo vapor exclusivamente, y (iii) gas oil 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 2021:

| <b>Planta</b>                              | <b>Unidad</b> | <b>Gas natural (Miles de m3/día)</b> | <b>Gas oil (m3/día)</b> | <b>Fuel oil (Ton/día)</b> |
|--|---------------|--------------------------------------|-------------------------|---------------------------|
| Puerto Ciclo Combinado.....                | CEPUCC11      | 1.720                                | 1.821                   | -                         |
| Puerto Ciclo Combinado.....                | CEPUCC12      | 1.720                                | 1.821                   | -                         |
| Nuevo Puerto.....                          | NPUETV05      | 794                                  | -                       | 710                       |
| Nuevo Puerto.....                          | NPUETV06      | 1.610                                | -                       | 1.445                     |
| Puerto Nuevo.....                          | PNUETV07      | 980                                  | -                       | 867                       |
| Puerto Nuevo.....                          | PNUETV08      | 1.337                                | -                       | 1.174                     |
| Puerto Nuevo.....                          | PNUETV09      | 1.601                                | -                       | 1.432                     |
| <b>Subtotal Complejo Puerto</b> .....      |               | <b>9.763</b>                         | <b>3.643</b>            | <b>5.628</b>              |
| Luján de Cuyo.....                         | LDCUCC25      | 1.418                                | -                       | -                         |
| Luján de Cuyo.....                         | LDCUTV11      | 447                                  | -                       | 411                       |
| Luján de Cuyo.....                         | LDCUTV12      | 457                                  | -                       | 409                       |
| Luján de Cuyo.....                         | LDCUTG22      | 282                                  | 286                     | -                         |
| Luján de Cuyo.....                         | LDCUTG23      | 70                                   | 68                      | -                         |
| Luján de Cuyo.....                         | LDCUTG24      | 70                                   | 68                      | -                         |
| Luján de Cuyo.....                         | LDCUTG26      | 203                                  | 198                     | -                         |
| Luján de Cuyo.....                         | LDCUTG27      | 203                                  | 198                     | -                         |
| <b>Subtotal Planta Luján de Cuyo</b> ..... |               | <b>3.150</b>                         | <b>818</b>              | <b>820</b>                |
| Brigadier López.....                       | BLOPTG01      | 1.758                                | 1.811                   | -                         |
| <b>Subtotal Brigadier López</b> .....      |               | <b>1.758</b>                         | <b>1.811</b>            | -                         |
| Terminal 6.....                            | TER6CC11      | 1.665                                | 1.720                   | -                         |
| <b>Subtotal Terminal 6</b> .....           |               | <b>1.665</b>                         | <b>1.720</b>            | -                         |
| <b>Total Central Puerto</b> .....          |               | <b>16.336</b>                        | <b>7.992</b>            | <b>6.449</b>              |

Fuente: CAMMESA. Programación estacional definitiva febrero 2020 – abril 2022

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 Eléctrica, 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*

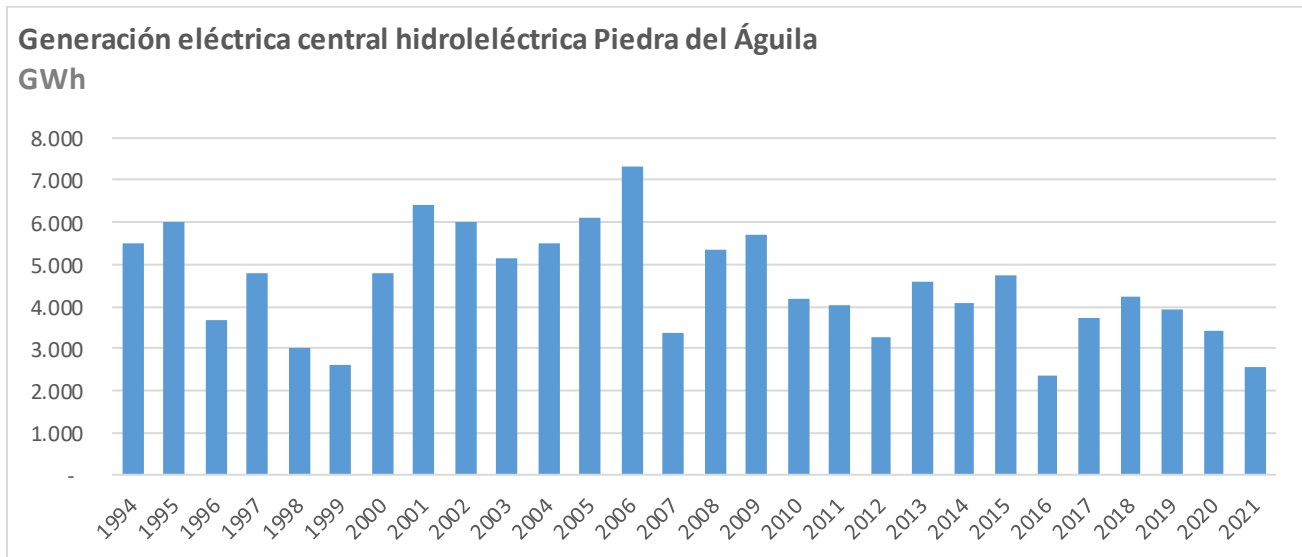
El complejo hidroeléctrico situado en Piedra del Águila es el complejo de generación hidroeléctrica del sector privado de mayor envergadura de la Argentina. Las obras concluyeron en 1994 y está situado en Argentina, a unos 1.200 kilómetros al sudoeste de Buenos Aires, sobre el Río Limay, en el límite 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 44.478 GWh al año (en base a las operaciones históricas entre 1994 y 2021, 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.

El cuadro a continuación muestra la energía eléctrica generada por Piedra del Águila entre 1994 y 2021:



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 relleno 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 a agua 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 finaliza 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 continuación se presenta un resumen de determinados términos y disposiciones del Contrato de Concesión HPDA:

- *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 CAMESA 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 CPLa Castellana S.A.U., una subsidiaria de propiedad absoluta de CP Renovables, en cuyo capital la Emisora posee una participación directa total consolidada del 100%. 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 100,80 MW que genera a través de 32 turbinas eólicas con una potencia de 3,15 MW cada una, suministradas por Nordex-Acciona.

#### ***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 100%. 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 15,20 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 100%. 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 100%. 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 3,80 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 100%. 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 100%. 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 100%. 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 41,80 MW que genera a través de 11 turbinas eólicas con una potencia de 3,8 MW cada una, suministradas por Vestas.

#### **FONINMEM 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



pago 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.

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 ex Secretaría de Energía Eléctrica 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 2021, 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 2021, la Emisora tenía una participación del 9,6269% en el capital de TJSM y una participación del 10,8312% en el capital de TMB. Las citadas sociedades operativas tienen un ingreso variable de U\$S 1 por cada MW generado y un ingreso fijo para compensar sus costos operativos. En 2021, la Emisora no recibió dividendos por su participación en el capital de TJSM y de 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” e “Información sobre la Emisora—Filiales—Termoeléctrica José de San Martín S.A. (TJSM) y and Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (TMB)”.

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 consumiría 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.

En 2021 y 2020, la Emisora cobró créditos de CVO por la suma de aproximadamente Ps. 8.200 millones y Ps. 9.500 millones, respectivamente, en cada caso medidos en términos corrientes al 31 de diciembre de 2021.

De conformidad con los contratos de CVO, transcurridos los diez primeros años de operación, el fideicomiso transfirió la propiedad de las plantas de ciclo combinado a las sociedades operativas, y estas últimas comenzaron a recibir ingresos por la venta de la energía eléctrica generada por las plantas. En esa oportunidad, habida cuenta de que el gobierno argentino financió parte de la construcción, se incorporó como accionista de CVOSA, y la participación de Central Puerto en el capital de CVOSA se diluyó significativamente. Si bien el efecto de la posible dilución no ha sido definido por los mismos motivos, la participación del gobierno argentino en CVOSA será de al menos el 70% debido a un acuerdo entre las partes.

La dilución de la participación de Central Puerto en CVOSA disminuirá sus ingresos, lo cual podría afectar adversamente sus resultados de las operaciones. Véase *“Información sobre la Emisora—FONINVEMEM y programas similares”*.

## **Mercado y Red de Distribución**

### ***Área de Mercado***

Las plantas 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.

*Complejo Hidroeléctrico Piedra del Águila:* Ubicada sobre el río Lima y, 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.

*Terminal 6-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.

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

*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 |                        |
|--|---|--|------------------------|
|  |   | 2021   |                        |
|  |   | (en miles de Ps.)                                  | Porcentaje de ingresos |
| Energía Base <sup>(1) (2) (3)</sup> .....                      | CAMMESA   | 23.816.074   | 41,72%                 |
| Ventas por contrato - Programa RenovAr .....                   | CAMMESA   | 7.203.846  | 12,62%                 |
| Ventas por contrato - Mercado a término .....                  | CAMMESA   | 18.708.042   | 32,78%                 |
| Ventas por contrato - MATER .....                              | Cervecería y Maltería Quilmes (subsidiaria de AB Inbev); San Miguel A.G.I.C.I y F.; Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.; Minera Alumbra Limited (subsidiaria de Glencore in Argentina); Banco Supervielle S.A. | 4.125.513  | 7,23%                  |
| Ventas por contrato - Energía Plus .....                       | Banco de Galicia y Buenos Aires S.A., PBBPolisur S.A., Metrive S.A., Pet Food Saladillo S.A., Banco Supervielle S.A.  | 77.801   | 0,14%                  |
| Ventas de vapor .....  | YPF   | 1.715.963  | 3,00%                  |
| Otras .....  | YPF   | 307.995  | 0,54%                  |
| Ingresos por el gerenciamiento de la central térmica CVO ..... | Fideicomiso Central Vuelta de Obligado  | 1.124.105  | 1,97%                  |

(1) Desde el 27 de febrero de 2020, entró en vigencia un nuevo régimen remunerativo para Energía Base aplicable desde el 1 de febrero de 2020, el cual se encuentra reglamentado por la Resolución N° 31/20, conforme fuera modificada por la Resolución N° 440/21 y por Resolución N° 238/2022. Para más información, véase “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen remunerativo en virtud de la Resolución SE N° 95/13”.

(2) Incluye los ingresos derivados de la Resolución SEE 70/18. Véase “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen remunerativo en virtud de la Resolución SE N° 95/13”.



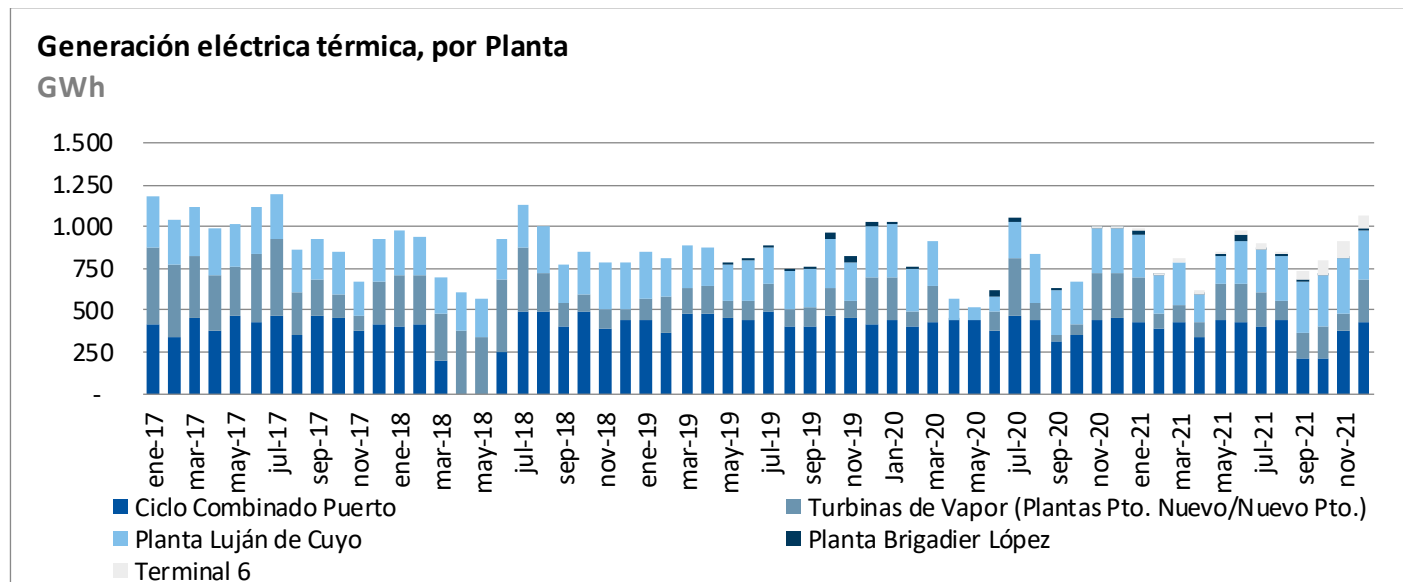
(3) Incluye ventas de energía y potencia no remuneradas conforme a la Resolución N° 95. Véase “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Estructura de la Industria—El Programa Nacional” y el “Resultados Operativos—Ingresos—Energía Base”.

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 tres años:



Fuente: CAMMESA

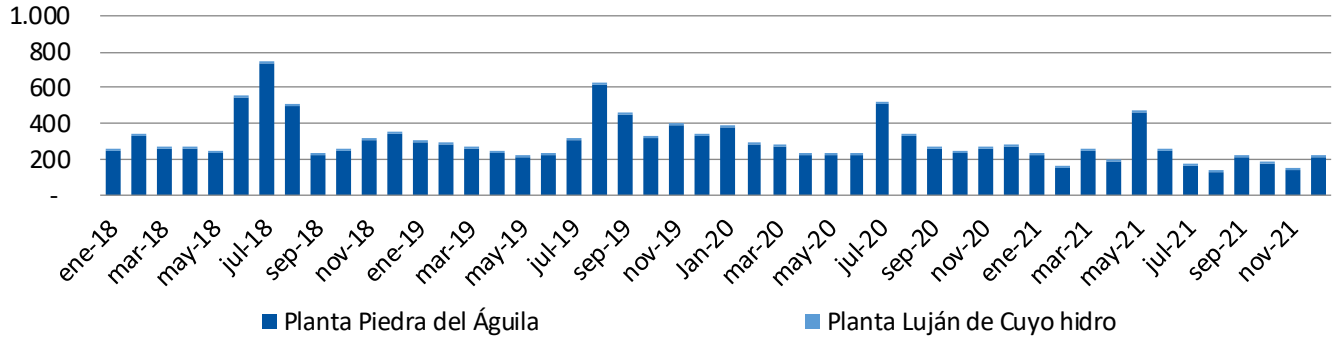
### Estacionalidad de los Recursos Hídricos y Generación Eléctrica de Piedra del Águila

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.

El siguiente gráfico muestra la generación de energía hidroeléctrica promedio mensual de los últimos tres años (2018-2020):

## Generación hidroeléctrica, por Planta

GWh

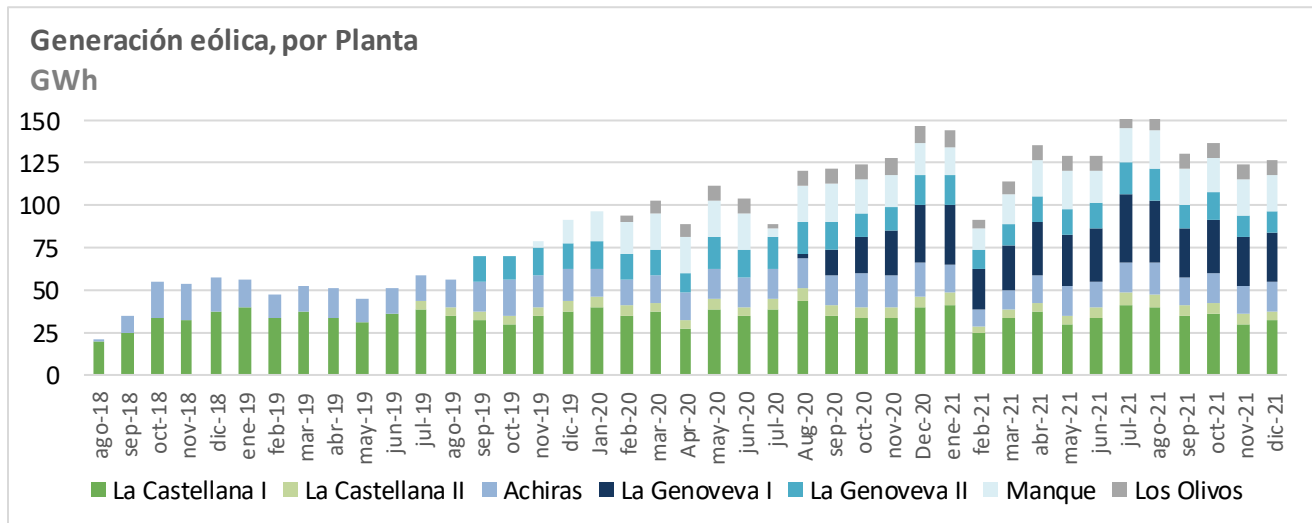


Fuente: CAMMESA

## Generación Eléctrica de los Parque Eólicos Achiras, La Castellana I, La Castellana II, La Genoveva I, La Genoveva II, Manque y Los Olivos

La disponibilidad de recursos eólicos es un factor clave para determinar la capacidad de generación eléctrica de los parques eólicos. Esta misma se encuentra directamente relacionada con los cambios anuales y estacionales en la velocidad de los vientos 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 2021:



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 forzadas en el suministro en épocas de picos de consumo. Durante 2021 (y, puntualmente, el 29 de diciembre de 2021) hubo un pico de demanda histórica de 27,1 GW. En 2021, se importaron



819 GWh de electricidad, representando una reducción del 32% en las importaciones de electricidad frente al mismo periodo en 2020.

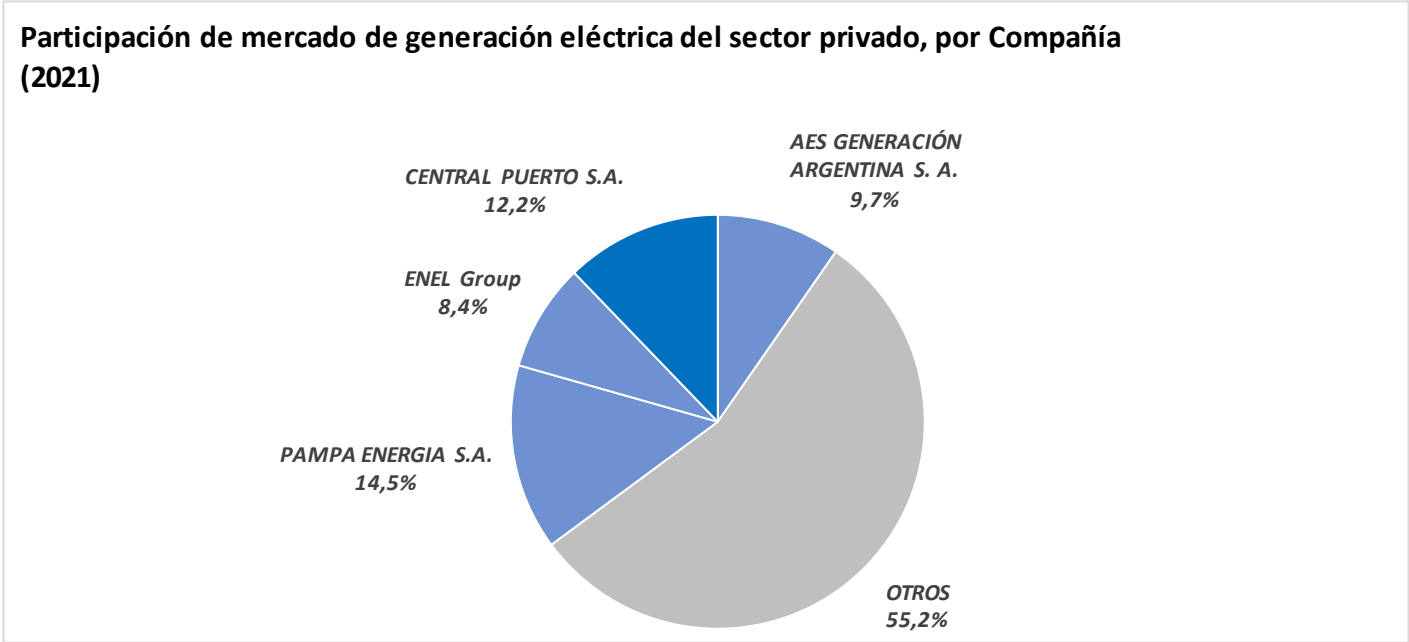
Los principales competidores en el mercado de generación eléctrica son grupo Enel, AES Argentina Generación S.A. (filial de AES Corporation), Pampa Energía S.A. e YPF EE S.A.

El siguiente cuadro muestra la capacidad instalada de los principales generadores del sector privado en Argentina al 31 de diciembre de 2021:

| <b>Compañía y Subsidiarias</b> | <b>Potencia (MW)</b>    |
|--------------------------------|-------------------------|
| Central Puerto                 | 4.809 <sup>(1)(2)</sup> |
| The AES Corporation            | 4.224 <sup>(3)</sup>    |
| Grupo Enel                     | 4.015 <sup>(4)(2)</sup> |
| Pampa Energía S.A.             | 4.774 <sup>(5)</sup>    |
| YPF EE                         | 2.610 <sup>(6)</sup>    |

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 2021. (3) Basada en información del sitio web oficial de la Compañía al mes de febrero de 2022. (4) Basada en información de CAMMESA. Incluye Enel Generación Costanera S.A., Enel Generación El Chocón S.A. y una participación de 40% de Grupo Enel en Central Dock Sud S.A. (5) Basada en los estados financieros de la Compañía correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 (6) Basada en datos de CAMMESA.

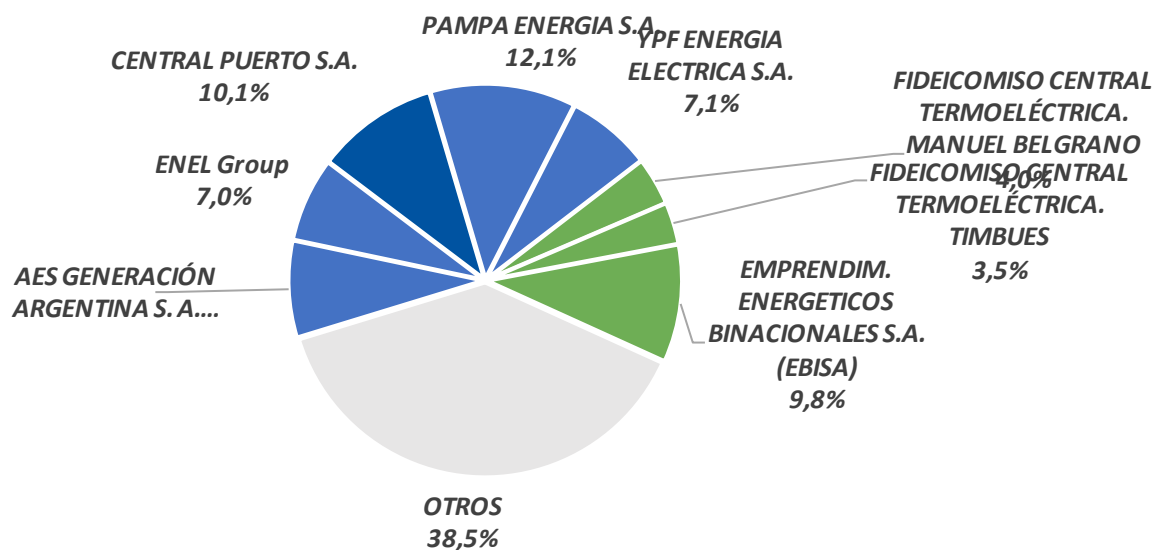
Los siguientes gráficos exponen la participación en el mercado de generación eléctrica suministrada por compañías del sector privado en Argentina al 31 de diciembre de 2021, basada en información publicada por CAMMESA:



Fuente: CAMMESA

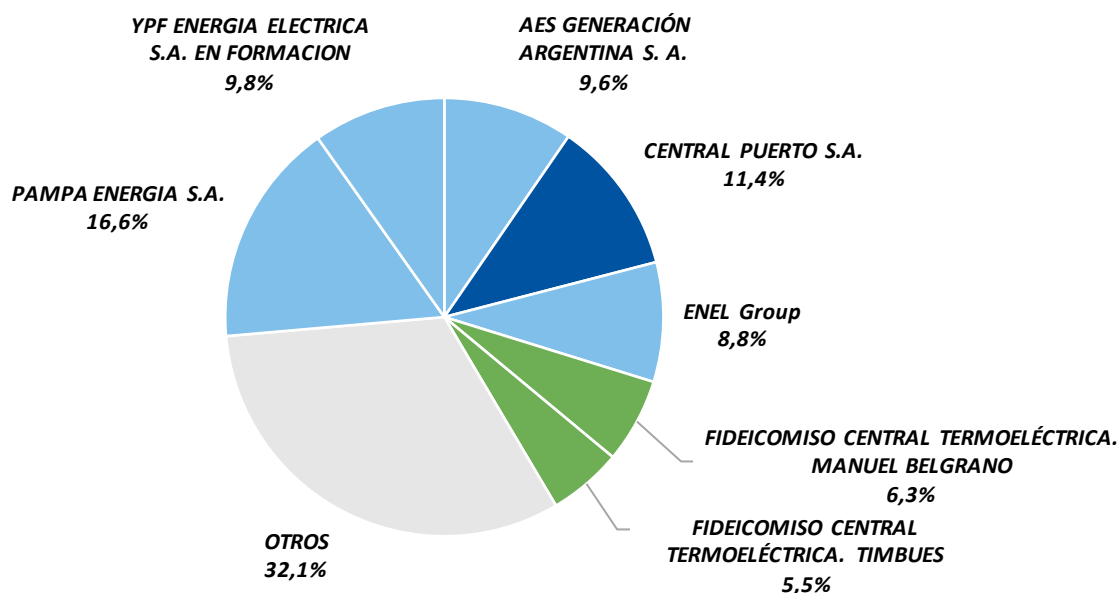
Los siguientes gráficos detallan la participación total del mercado de generación eléctrica y la participación de mercado de centrales térmicas (tanto de generadores del sector público como del sector privado) en Argentina al 31 de diciembre de 2021, basada en información publicada por CAMMESA:

**Participación del mercado de generación eléctrica del total del mercado (2021)**



Fuente: CMMESA

**Participación del mercado de generación eléctrica de fuentes térmicas (2021)**



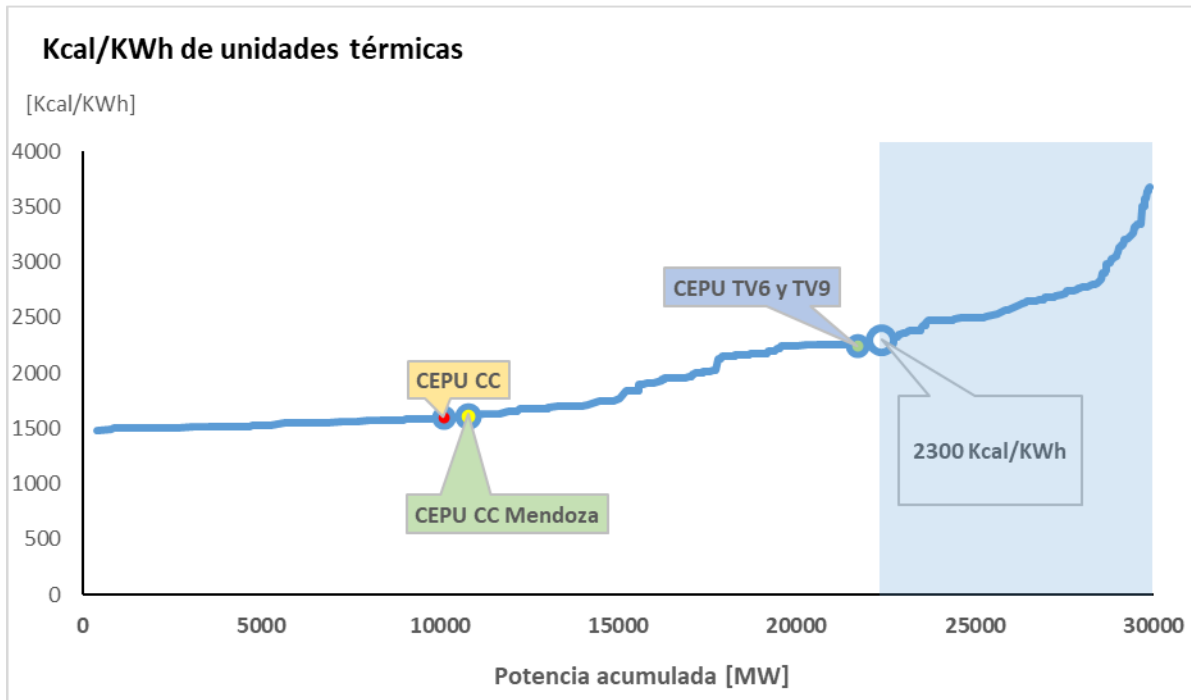
Fuente: CMMESA

El siguiente cuadro muestra la capacidad instalada en términos de MW asignados a cada marco regulatorio (Energía Base, Energía Plus, Resolución N° 220/07, Energía Renovable) para la Emisora y cada uno de sus competidores al 31 de diciembre de 2021:

| En MW | Energía Base | 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 .....      | 3.652 | 16  | 280 | -   | 487 | 137 | 237 | <b>4.709</b> |
| AES Argentina Group ..... | 3.049 | 416 | -   | -   | -   | 120 | 180 | <b>3.765</b> |
| ENEL Group .....          | 4.015 | -   | -   | -   | -   | -   | -   | <b>4.015</b> |
| Pampa Energía S.A. ....   | 3.294 | 113 | 479 | 305 | 381 | 101 | 100 | <b>4.774</b> |
| YPF EE .....              | 1.435 | -   | 284 | 381 | 289 | 222 | -   | <b>2.610</b> |

Los niveles de eficiencia de Central Puerto son superiores a los de la competencia, debido a la eficiencia de sus tecnologías. 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 Riesgo 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 14 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.

## 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 a los estándares en materia ambiental, la Emisora realiza controles periódicos cuyos resultados se enmarcan dentro de los límites permitidos por la legislación vigente.

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.

Validez: El certificado es válido desde el 13 de julio de 2019 al 12 de julio de 2022.

El certificado incluye las siguientes centrales:

| N° | Nombre/Ubicación   | Alcance   |
|----|--|---|
| 1  | Central Planta Buenos Aires<br>Av. Thomas Edison 2701<br>Ciudad Autónoma de Buenos Aires   | Generación de energía eléctrica a partir de energía térmica (combustibles gaseosos y líquidos).                         |
| 2  | Central Mendoza<br>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).<br>Producción de vapor. |
| 3  | Central Hidroeléctrica Piedra del Águila<br>Ruta Nacional 237, Km 1450,5<br>8315 Piedra del Águila<br>Provincia de Neuquén   | Generación de energía eléctrica a partir de energía hidráulica.   |
| 4  | Parque Eólico Achiras, Lote 325, Parcela 1274<br>(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  | 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<br>Ruta 11 Km 455<br>3017 Parque Industrial Sauce Viejo, Calle 8, Colectora Norte<br>Santa Fe - Argentina                                       | Generación de energía eléctrica a partir de energía térmica (combustibles gaseosos y líquidos).                         |
| 7  | Parque Eólico La Castellana II<br>Ruta 3 km 712,5 sobre camino vecinal, Villarino, Buenos Aires - Argentina.   | Generación de energía eléctrica a partir de energía eólica.   |

| N° | Nombre/Ubicación   | Alcance   |
|----|--|---|
| 8  | Parque Eólico La Genoveva II<br>Ruta 51 Km 705, Cabildo, Buenos Aires - Argentina  | Generación de energía eléctrica a partir de energía eólica.   |
| 9  | 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 | 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 | Parque Eólico La Genoveva I<br>Ruta 51 Km 705, Cabildo, Buenos Aires, Argentina  | Generación de energía eléctrica a partir de energía eólica.   |
| 12 | - Planta Cogeneración San Lorenzo<br>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).<br>Operación y mantenimiento de una línea de extra alto voltaje (EVL) |

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.

#### Seguridad y Salud

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 julio de 2021, TÜV Rheinland realizó una serie de auditorías para la recertificación de las normas ISO, tras lo cual la Emisora obtuvo los siguientes certificados:

Standard: ISO 45001:2018

Certificado N°01 213219807

Titular del Certificado: Central Puerto S.A. Central Hidroeléctrica Piedra del Águila Ruta Nacional 237, Km 1450.5 (8315) Piedra del Águila Provincia de Neuquén Argentina.

Alcance: generación de energía eléctrica a partir de energía hidráulica y energía térmica (combustibles gaseosos y líquidos).

Validez: El certificado es válido desde el 05 de octubre de 2021 al 14 de octubre de 2024

El certificado incluye las siguientes centrales:

| N° | Nombre/Ubicación  | Alcance   |
|----|---|---|
| 1  | Central Hidroeléctrica Piedra del Águila<br>Ruta Nacional 237, Km 1450,5<br>8315 Piedra del Águila<br>Provincia de Neuquén                                | Generación de energía eléctrica a partir de energía hidráulica.                                 |
| 2  | Central Puerto S.A. – Planta Brigadier López<br>Ruta 11 Km 455<br>3017 Parque Industrial Sauce Viejo, Calle 8,<br>Colectora Norte<br>Santa Fe - Argentina | Generación de energía eléctrica a partir de energía térmica (combustibles gaseosos y líquidos). |

## Calidad

El compromiso con la “Mejora Continua” obliga a la Emisora a revisar la adecuación de la política integrada de medio ambiente, calidad, salud e higiene y seguridad y los objetivos para su permanente adecuación a los cambios requeridos por el mercado y la legislación vigente.

A efectos de cumplir con estas políticas, la Emisora obtiene periódicamente certificaciones de calidad. En julio de 2021, TÜV Rheinland realizó una serie de auditorías para la recertificación de las normas ISO, tras lo cual la Emisora obtuvo los siguientes certificados:

- Complejo Puerto: ISO 9001/2015: Certificado N° 01 10006 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022
- Planta Luján de Cuyo: ISO 9001/2015: Certificado N° 01 10006 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022
- Planta Piedra del Águila: ISO 9001/2015: Certificado N° 01 10006 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022
- Planta Brigadier López: ISO 9001/2015: Certificado N° 01 10406 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022
- Planta San Lorenzo: ISO 9001/2015: Certificado N° 01 10406 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022
- Parques Eólicos Achiras, Manque, Los Olivos, La Castellana I, La Castellana II, La Genoveva I y La Genoveva II: ISO 9001/2015: Certificado N° 01 10406 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022

## 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 Standardization*) 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

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 2022: 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 2022: 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 2022 (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)

Órgano certificador:

Año 2019 a 2022 (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 9001/2015.

Órgano certificador:

Año 2019 a 2022: 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.

Órgano certificador:

Año 2020 a 2022: 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.

Órgano certificador:

Año 2021 a 2022: 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 2022: 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.

## **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 ([www.cammesa.com.ar](http://www.cammesa.com.ar)), el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (el “ENRE”) ([www.enre.gob.ar](http://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 N° 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 N° 186/95 (en conjunto, el “Marco Regulatorio”), (ii) la Ley N° 24.065 instrumentó la privatización 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.

### **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 por entonces Secretaría de Energía Eléctrica (organismo continuado en la actualidad por la 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 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).

A través del Decreto N° 258/16, el Poder Ejecutivo nacional designó los cuatro miembros transitorios del Directorio del ENRE e instruyó al ex Ministerio de Energía y Minería a implementar el proceso de Convocatoria Abierta para la selección de los integrantes del directorio del ENRE.

Sin embargo, en 2019, la Ley de Solidaridad, en su Artículo 6, autorizó al Poder Ejecutivo nacional a intervenir administrativamente el ENRE por el término de un año. El 17 de marzo de 2020, se designó al interventor que desempeñará dicha función. En ese contexto, el ENRE fue intervenido en virtud del Decreto N° 277/2020 hasta el 31 de diciembre de 2020. En virtud del Decreto N° 1020/2020, el Poder Ejecutivo estableció el inicio de las negociaciones de revisión tarifaria (para las empresas de transporte y distribución de jurisdicción federal) y prorrogó la intervención del ENRE por un año más o hasta que finalice el proceso de revisión tarifaria, lo que ocurra primero. El 19 de enero de 2021, a través de las Resoluciones N° 16/2021 y 17/2021, el ENRE inició formalmente el procedimiento de ajuste temporal de las tarifas de las actividades públicas de transporte y distribución de energía de jurisdicción federal, con el objetivo de establecer tarifas transitorias, hasta que se alcance un acuerdo definitivo de renegociación.

Mediante el Decreto N° 871/2021, la intervención del directorio del ENRE se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2022.

### **Secretaría de Energía Eléctrica**



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

Su rol se encuentra definido en la Ley N° 24.065 y en el Decreto N° 50/2019. De acuerdo con el Decreto N° 50/2019 (conforme fuera modificado por el Decreto N° 732/2020, el Decreto N° 804/2020 y el Decreto N° 740/2021), entre otras, sus principales tareas son:

- la participación en la elaboración y ejecución de las políticas energéticas nacionales;
- la aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades dentro de su competencia;
- la participación en la elaboración de las políticas y regulaciones de los servicios públicos en el área de su competencia;
- el control de los entes y organismos que regulan a las concesionarias de obras y servicios públicos;
- la participación en la elaboración de regulaciones relacionadas con las licencias de servicios públicos dentro de su competencia, emitidas por la Nación o las Provincias;
- el ejercicio del control en relación a los entes y organismos reguladores de las áreas privatizadas o concesionadas dentro de su competencia; y
- la aplicación del Marco Regulatorio y el control de las regulaciones de las tarifas, cánones, tasas e impuestos que prevé.

A su vez, el ex Ministerio de Energía y Minería le delegó algunas de sus tareas a la Subsecretaría de Energía Eléctrica a través del dictado de la Resolución N° 64/18. Conforme esta regulación, las tareas delegadas incluyen:

- la modificación del Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica;
- la regulación del Sistema de Transmisiones de Interconexión Internacional (el “IITS”);
- la modificación de las reglas los Procedimientos;
- la definición de la cantidad de potencia, energía y otros parámetros técnicos que los distribuidores y Grandes Usuarios deben cumplir para incorporarse al MEM y la autorización de la entrada de nuevos actores al MEM;
- la autorización de la importación y exportación de energía eléctrica;
- las sentencias en firme que se dicten en sede administrativa respecto a los recursos de alzada interpuestos contra los actos dictados por el ENRE, los cuales constituyen el último recurso de la instancia administrativa que se puede interponer para rever los actos dictados por el ENRE (el próximo paso es la apelación judicial);
- el ejercicio de las funciones del ex Ministerio de Energía y Minería dentro del Consejo Federal de la Energía Eléctrica; y
- administrar el Fondo Especial de Desarrollo Eléctrico del Interior, creado por el Artículo 33 de la Ley N° 15.336.

Además de ello, el entonces Ministerio de Energía y Minería le delegó en la Subsecretaría de Energía Eléctrica las tareas de la ex Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación conforme con los artículos 35, 36 y 37 de la Ley N° 24.065, a través de la Resolución N° 64/18. Estas tareas incluyen:

- la representación del capital accionario estatal en CAMMESA;
- la definición de las reglas por las que se rige CAMMESA garantizando transparencia y equidad;
- la determinación de los costos operativos y de mantenimiento totales que les permitan a empresas de generación y transporte de propiedad total o mayoritaria del Estado mantener la calidad, continuidad y seguridad del servicio; y
- administrar el Fondo de Estabilización.

Conforme a la Ley 22.520, con las modificatorias introducidas por el Decreto N° 50/2019 (y el Decreto N° 732/2020, Decreto N° 804/2020 y Decreto N° 740/2021), estas funciones son actualmente desempeñadas por la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Economía.

### ***MEM (Mercado Eléctrico Mayorista)***

En función de lo establecido en el artículo 35 de la Ley N° 24.065 y otras normas, el Despacho Nacional de Cargas deberá estructurarse como una sociedad anónima, creándose para tal fin a CAMMESA (Decreto N° 1192/92), cuya función es coordinar técnica y administrativamente la oferta y la demanda de energía eléctrica dentro de un sistema de operación en tiempo real, centralizando y procesando la información producida por los agentes del MEM. CAMMESA actúa, asimismo, como entidad recaudadora de todos los agentes del MEM.

El MEM se compone de:

1. un mercado a término, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores; (sin embargo, cabe destacar que la Resolución 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

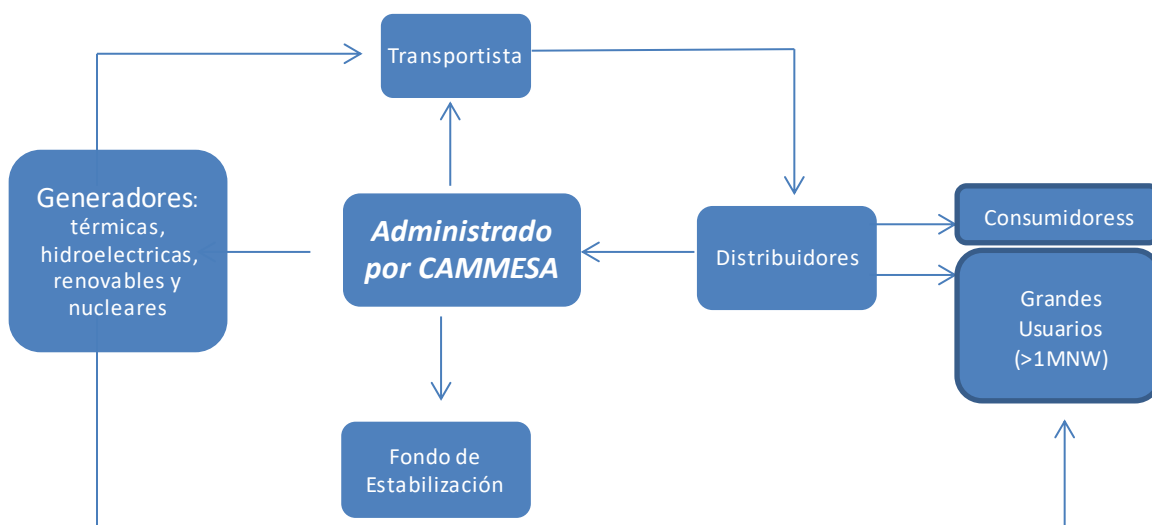


que disponen un régimen de remuneración diferencial. Desde entonces, los grandes usuarios del MEM deben satisfacer su demanda de electricidad directamente a través de CAMMESA);

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 cambios 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 SE. Los precios estacionales son periódicamente fijados 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. Finalmente, los valores de remuneración de la electricidad para generadores (Energía Base) son fijados por el Poder Ejecutivo Nacional; y

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

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



### ***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 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.

### **CAMMESA**

CAMMESA es una sociedad anónima sin fines de lucro. Los accionistas de CAMMESA poseen una participación del veinte por ciento cada uno y son los siguientes: el Estado Nacional (representado por la Secretaría de Energía) y las cuatro asociaciones que agrupan a los 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 los diferentes segmentos del sector de energía eléctrica 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 las siguientes funciones:

- administrar el SADI de acuerdo con el Marco Regulatorio Eléctrico, lo que incluye:
- determinar el despacho técnico y económico de energía (lo que incluye definir el cronograma de producción de todas las centrales generadoras de un sistema energético para equilibrar la producción con la demanda) en el SADI;
- maximizar la seguridad del sistema y la calidad de la energía eléctrica suministrada;
- minimizar los precios mayoristas en el mercado *spot*;
- planificar los requerimientos de capacidad de energía y optimizar su utilización en cumplimiento de las normas que periódicamente establece la Secretaría de Energía Eléctrica; y
- supervisar la operación del mercado a término y administrar el despacho técnico de energía eléctrica conforme a los contratos celebrados en ese mercado;
- actuar en calidad de agente de los distintos participantes del MEM;
- comprar y vender energía eléctrica a otros países celebrando las correspondientes operaciones de importación y exportación en el marco de acuerdos existentes entre Argentina y países limítrofes y/o entre agentes del MEM y terceros de países limítrofes; y
- gestionar comercialmente y despachar el combustible de las centrales del MEM.

Adicionalmente a las responsabilidades mencionadas, bajo la regulación vigente, CAMMESA ha sido encomendada con el rol de adquirir y proveer el combustible para la energía eléctrica vendida bajo el programa Energía Base sin costo a los generadores.

A partir del 1 de enero de 2021, y como consecuencia de la implementación del Plan "GasAr" (Plan Gas IV), la Secretaría de Energía estableció a través de la Resolución 354/20 de fecha 12 de enero de 2020, que aquellos generadores autorizados a realizar la autogestión del combustible en el MEM, y por lo tanto no alcanzados por las Resoluciones 95/2013 y 529/2014, podrán ceder a CAMMESA la gestión operativa de los volúmenes de gas contratados con productores con volúmenes de gas adjudicados en el Plan Gas IV y/o el/los servicio/s de transporte de gas contratado/s con transportistas de gas natural y/o empresas de distribución, a fin de que dichos contratos (volúmenes y transporte de gas natural) sean asignados para su consumo en generación térmica de manera de minimizar los costos totales de abastecimiento del MEM.

Los costos operativos de CAMMESA se cubren mediante aportes obligatorios de todos los participantes del MEM.

Por otra parte, la Secretaría de Energía, a través de la Resolución 354/2020, estableció, entre otras cosas, que en tanto se mantenga vigente el Plan "GasAr" (Plan Gas IV), los generadores del MEM podrán adherir al despacho centralizado, cediendo a CAMMESA los contratos que tuvieran con productores o transportistas de gas natural, a fin de que dichos contratos sean utilizados por el Organismo de Despacho (OED) en base a los criterios de despacho.

Asimismo, la Resolución 354/2020 estableció que los agentes generadores que tengan obligaciones de suministro de combustible propio en el marco de la Resolución N° 287/2017, tendrán la opción de cancelar dichas obligaciones y el consecuente reconocimiento de sus costos asociados, debiendo preservar el mantenimiento de la respectiva capacidad de transporte a los fines de su gestión en el despacho centralizado, en tanto CAMMESA determine la conveniencia de contar con ella.

### **Facultades regulatorias de las provincias**

Las provincias pueden regular y, de hecho, regulan 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.

De conformidad con los artículos 6 y ss. de la Ley N° 15.336 se declaró de jurisdicción nacional exclusiva la generación de energía eléctrica, cualquiera sea su fuente, su transformación o transmisión, cuando:

- (1) Se vincule a la defensa nacional;
- (2) Se destine a servir el comercio de energía eléctrica entre diferentes jurisdicciones y distritos dentro del país (por ejemplo, entre dos provincias diferentes o entre la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y una provincia);
- (3) Corresponda a un lugar sometido a la legislación exclusiva del Congreso Nacional;
- (4) Se trate de aprovechamientos hidroeléctricos o maremotores que sea necesario interconectar entre sí o con otros de la misma o distinta fuente, para la racional y económica utilización de todos ellos;
- (5) En cualquier punto del país integre el SADI;
- (6) Se vincule con el comercio de energía eléctrica con una nación extranjera; o
- (7) Se trate de centrales de generación de energía eléctrica mediante la utilización o transformación de energía nuclear o atómica.

Esta jurisdicción nacional exclusiva implica, entre otras cosas, que las provincias poseen facultades tributarias y poder de policía limitados en lo concerniente a las instalaciones de generación, transformación y transporte de energía eléctrica.

## **Estructura de la industria**

### ***La generación y el MEM***

De conformidad con la Ley N° 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. Como resultado de la privatización y de la incorporación de nuevos actores en el mercado, el sector de la generación, aún después del proceso de consolidación de los últimos años, tiene una estructura competitiva con al menos cinco empresas importantes de envergadura similar: i) Central Puerto; ii) Endesa Argentina S.A. (que incluye Endesa Costanera S.A., Central Dock Sud S.A. e Hidroeléctrica el Colochón S.A.); iii) Pampa Energía S.A. (que incluye Central Térmica Güemes S.A., Central Térmica Loma la Lata S.A., Inversora Piedra Buena S.A., Inversora Diamante S.A., CTG e Inversora Nihules y las plantas de Petrobras Argentina S.A., que fueron adquiridas por Pampa Energía S.A.); y iv) AES Argentina Generación S.A. (que incluye Central Térmica San Nicolás S.A. e Hidroeléctrica Alicurá S.A.). A ello hay que sumarle que una importante porción del sector de generación está en manos de empresas estatales y/o de control estatal (por ejemplo, Yacretá, Salto Grande, Atucha y Embalse e YPF) y de otros generadores privados (por ejemplo, Orasul, Albanesi y Capex).

Los generadores de energía eléctrica cuya fuente es térmica (es decir, generación por gas natural, líquidos derivados del petróleo como gasoil y fuel oil, o carbón) no necesitan una concesión estatal para funcionar, en tanto que los generadores cuya fuente es hidráulica sí necesitan una concesión estatal a los efectos del uso de las aguas. Términos típicos incluidos en estos acuerdos de concesión incluyen, entre otros: derecho a usar los recursos e instalaciones hídricas por un plazo determinado (por ej., 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 N° 95/2013 de la Secretaría de Energía, los Grandes Usuarios que operan en el mercado a término adquieren la energía eléctrica a través de contratos con CAMMESA, salvo por los PPA celebrados bajo ciertos regímenes especiales o en el marco de la Resolución N° 281/2017, en virtud de la cual se creó el Mercado a Término de Energías Renovables. Véase “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de Remuneración”.

### ***Precio del despacho de electricidad y el mercado spot antes de la Resolución SE N° 95/2013***

De conformidad con el Marco Regulatorio, a los generadores de energía eléctrica se los remunera 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 depende, 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 Energía Base, la energía eléctrica se comercializa a precios que reflejan la oferta y la demanda. CAMMESA despacha 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* es determinado por CAMMESA en forma horaria en un lugar geográfico específico, llamado "nodo mercado" situado en el centro de cargas del sistema, situado en Ezeiza, Provincia

de Buenos Aires. El precio de la energía consiste en un valor denominado “precio marginal del sistema” o “precio de mercado”, y representa al costo económico de generar el próximo MWh para abastecer un incremento de la demanda del mismo valor. El sistema de fijación de precios estacionales se encuentra directamente relacionado con los promedios trimestrales proyectados del mercado *spot*.

CAMMESA se encuentra regulada de modo tal de mantener bajos sus costos operativos y optimizar los precios. Conforme la regulación y los procedimientos previstos por la Secretaría de Energía, CAMMESA aplica los modelos de optimización de conformidad con la regulación vigente, utilizando las estimaciones climáticas, los niveles de los embalses, los pronósticos de precipitaciones de los próximos meses y la disposición de centrales nucleares y máquinas térmicas. Estos modelos de optimización apuntan a mantener el menor costo de operación posible y se aplican para satisfacer la demanda diaria de energía eléctrica esperada.

A fin de abastecer la demanda de energía eléctrica, CAMMESA organiza y coordina el despacho de energía eléctrica de los generadores, priorizando las unidades de energía con menor costo variable de producción, seguido de las de mayor costo variable de producción, hasta que toda la demanda esté cubierta. Los generadores deben informar a CAMMESA los costos variables de producción de las centrales térmicas, que dependen de la disponibilidad de diferentes tipos de combustibles provistos por CAMMESA (por ejemplo, gas natural, fuel oil, y gasoil).

En lo que respecta a la demanda, CAMMESA calcula las curvas de consumo horario típicas considerando las limitaciones de transporte de red, los requerimientos de distribuidores, Grandes Usuarios y autogeneradores que compran energía en el MEM, y en la demanda de países interconectados importadores que solo reciben energía eléctrica en caso de haber oferta excedente en Argentina. Como resultado de este proceso, CAMMESA define un precio de mercado óptimo que resulta de adicionar el costo variable de transporte desde el punto de conexión del generador hasta el nodo mercado al costo variable de producción aceptado.

El procedimiento descrito más arriba se utiliza para proyectar las necesidades futuras del SADI y del MEM. Sin embargo, muchas veces se producen desfases entre las proyecciones y las condiciones imperantes en el mercado, generándose diferencias entre las compras de energía de distribuidores a precios estacionales y los pagos a generadores por ventas de energía a precio *spot*.

Sin embargo, en la práctica, los mecanismos de fijación de precios del Mercado Spot han sufrido importantes cambios desde 2002. (Para más información, véase “*Información sobre la Compañía—El Sector Eléctrico Argentino — Aspectos Generales del Marco Legal—Acontecimientos posteriores a la sanción de la Ley de Emergencia Pública N° 25.561*”).

### ***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.

Asimismo, cabe destacar que la Resolución N° 7/16 del ex Ministerio de Energía y Minería suspendió la transferencia de recursos a EDENOR y EDESUR, por cuenta y orden del Fondo de Estabilización, para financiar planes de obra de dichas empresas, que se hubieran instrumentado mediante contratos de mutuo con CAMMESA, y financiado con recursos del Fondo de Estabilización.

### ***Acontecimientos posteriores a la sanción de la Ley de Emergencia Pública N° 25.561***

Desde la aprobación de la Ley de Emergencia Pública el 6 de enero de 2002, 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 de precio estacional fueron más bajos que los montos de precio *spot*, circunstancia que ha determinado un déficit creciente del Fondo de Estabilización.

Mediante Resolución N° 6/16, de fecha 27 de enero de 2016, el ex Ministerio de Energía y Minería apuntó a avanzar en la implementación progresiva de un programa de estandarización de las diferentes variables macroeconómicas, promover el uso eficiente y racional de la energía eléctrica y asegurar las condiciones adecuadas para la incorporación de inversiones privadas en las actividades y segmentos de la industria. Mediante dicha resolución, el ex Ministerio de Energía y Minería reconoció el desfase entre los costos reales y los precios predominantes. Sin embargo, sobre la base de razones de políticas y sociales, el ex Ministerio de Energía y Minería fijó un nuevo precio estacional para el MEM, en un precio menor que los costos reales de suministro. Por lo tanto,

las autoridades pertinentes continuaron aprobando regularmente los precios estacionales. Recientemente, los precios estacionales fueron aprobados mediante la Resolución SE N° 40/2022.

El ex Ministerio de Energía y Minería también estableció un esquema para incentivar el ahorro de energía eléctrica del segmento residencial de la demanda, a través de la fijación de precios más bajos para los casos en los que el usuario disminuye su consumo en relación con el mismo período del año anterior. Asimismo, fijó una Tarifa Social para ser aplicada a ciertos sectores de la demanda.

### ***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, se 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 Eléctrica y CAMMESA.

### ***Transporte y Distribución***

De conformidad con la Ley N° 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, hoy controlada por Citelec S.A., titular del 51 % del capital social en la cual participan, con un 50% del capital social cada una, Pampa Energía S.A. (a través de Transelec Argentina S.A.) e Integración Energética Argentina S.A. (IEASA), 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 respectivos 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.



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 N° 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 energía eléctrica.

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.

### **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, como también 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.

En diciembre de 2019, la Ley de Solidaridad congeló las tarifas aplicadas por las empresas que brindan el servicio de distribución y transporte de energía eléctrica bajo jurisdicción federal por el término de 180 días, en los valores vigentes al 23 de diciembre de 2019. Asimismo, por medio de la aludida Ley de Solidaridad, el Poder Ejecutivo nacional quedó facultado para renegociar las tarifas vigentes a esa fecha, con el propósito de alivianar la carga que las mismas representan para hogares, comercios y plantas industriales en el año 2020.

A través de la Ley de Solidaridad, el gobierno argentino también instó a las provincias a congelar y revisar las tarifas aplicadas por las empresas que brindan el servicio de distribución y transporte de energía eléctrica bajo jurisdicción provincial.

Por otra parte, el Decreto N° 311/2020 estableció la prohibición a las empresas distribuidoras (entre otras concesionarias de servicios públicos) de suspender los servicios correspondientes a determinados usuarios finales -considerados más vulnerables- en caso de mora o falta de pago de hasta siete (7) facturas consecutivas o alternadas. Dicha medida fue posteriormente prorrogada por el Decreto N° 756/2020 y el 19 de junio de 2020, mediante el Decreto N° 543/2020, se prorrogó nuevamente el congelamiento tarifario dispuesto por la Ley de Solidaridad por 180 días adicionales a partir del vencimiento del plazo anterior.

El 16 de diciembre de 2020, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto N° 1020/2020, que establece el inicio de las negociaciones de revisión tarifaria para las empresas de transporte y distribución de gas y energía de jurisdicción federal. Asimismo, el 19 de enero de 2021, a través de las Resoluciones N° 16/2021 y 17/2021, el ENRE inició formalmente el procedimiento de adecuación temporal de las tarifas de las actividades de transporte y distribución de energía de jurisdicción federal, con el objetivo de establecer tarifas transitorias, hasta que se alcance un acuerdo definitivo de renegociación.

El 4 de marzo de 2021 fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones del ENRE N° 53/2021, 54/2021, 55/2021, 56/2021 y 57/2021, convocando a audiencias públicas con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto del Régimen Tarifario de Transición de las siguientes empresas, respectivamente: EDENOR y EDESUR; TRANSENER; TRANSBA y DISTROCUYO; TRANSPA, TRANSCO y EPEN; TRANSNEA y TRANSNOA. La audiencia pública de EDENOR y EDESUR fue llevada a cabo el 30 de marzo de 2021, y las demás audiencias tuvieron lugar el 29 de marzo de 2021.

Con fecha 30 de abril de 2021, el ENRE emitió las Resoluciones N° 106 y 107, a través de las cuales se aprobaron los valores del Costo Propio de Distribución y los valores del cuadro tarifario de EDESUR (106) y EDENOR (107), con efecto a partir del 1 de mayo de 2021 (Régimen Tarifario de Transición).

El 9 de agosto de 2021, el ENRE emitió la Resolución N° 262/2021 (con las modificatorias introducidas por la Resolución N° 265/2021) y la Resolución N° 263/2021 (con las modificatorias introducidas por la Resolución N° 266/2021), mediante las que se aprobaron los cuadros tarifarios de EDENOR y EDESUR, respectivamente, con efecto a partir del 1 de agosto de 2021.

Con fecha 19 de noviembre de 2021, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución ENRE 491/2021 a través de la que se aprobaron las Tarifas de Inyección para Usuarios-Generadores de las áreas de concesión de EDENOR y EDESUR S.A., con efecto a partir del 1 de agosto de 2021.

Con fecha 27 de enero de 2022, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 28/2022 de la Secretaría de Energía. La Secretaría instruyó al ENRE incluir el tratamiento de los precios de referencia estacionales del Precio Estabilizado de la Energía y el Precio Estabilizado de Transporte en el MEM y para el MEM del Sistema de Tierra del Fuego como parte de las audiencias públicas a celebrarse en el marco de los ajustes transitorios de las tarifas del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica de alcance nacional, y el tratamiento de los precios de referencia estacionales de Potencia Estabilizada, Energía Estabilizada y el Precio Estabilizado de Transporte en el MEM y para el MEM del Sistema de Tierra del Fuego, a efectos de ampliar la difusión de la información pertinente y propiciar una mayor participación de los usuarios del servicio eléctrico de distintas jurisdicción en el tratamiento de dicha cuestión.

Mediante la Resolución N° 25/2022, el ENRE procedió conforme le fuera instruido, convocando una Audiencia Pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto a las siguientes cuestiones: (i) el tratamiento de la determinación de los precios de referencia estacionales de Potencia, Energía Estabilizada en el MEM y el Precio Estabilizado de Transporte en el MEM y para el MEM del Sistema de Tierra del Fuego; (ii) las propuestas de los concesionarios del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, con miras a determinar un ajuste transitorio de tarifas, en el marco del proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral y previamente a definir las tarifas a aplicar por los concesionarios. La Audiencia Pública tuvo lugar el 17 de febrero de 2022.

El 4 de febrero de 2022, se publicó la Resolución ENRE N° 41/2022 y la Resolución ENRE N° 42/2022 en el Boletín Oficial. Estas resoluciones aprobaron el nuevo régimen tarifario a ser aplicado por EDENOR y EDESUR, respectivamente, a partir del 1 de febrero de 2022. Asimismo, fijaron el valor tarifario promedio, vigente a partir del 1 de febrero de 2022, en 5.452 Pes./kWh para EDENOR y 5.362 Pes./kWh para EDESUR. **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. Estos usuarios deben contratar al menos el 50,00% de su demanda y adquirir el resto en el mercado *spot*. Las transacciones que realizan estos usuarios en el mercado *spot* son facturadas por CAMMESA.

Los GUME son usuarios con una capacidad máxima que oscila entre 0.03 y 2 MW. No están obligados a tener una demanda anual mínima. Estos usuarios deben contratar la totalidad de su demanda y no operan en el mercado *spot*.

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. Estos usuarios deben contratar la totalidad de su demanda y no operan en el mercado *spot*.

### **Comercializadores**

Desde 1997, los comercializadores están autorizados a participar en el MEM actuando a título de intermediarios en ventas de energía en bloque. Actualmente, existen 3 comercializadores autorizados en el MEM.

### **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:

(i) 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;



(ii) 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

(iii) ninguna compañía de transporte podrá comprar o vender energía eléctrica;

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, una sociedad controlada por o controlante de una compañía de transporte de energía eléctrica es una sociedad que posee más del 51% 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:

- i) 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;
- ii) 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
- iii) 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:

- (i) 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
- (ii) el servicio de distribución es prestado dentro de áreas específicamente establecidas en los contratos de concesión respectivos.

### ***El impacto de la Ley de Emergencia Pública N° 25.561 de 2001 y su implementación***

El sector eléctrico se ha visto sumamente afectado por la Ley de Emergencia Pública 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.

El proceso de renegociación de contratos dispuesto por la Ley de Emergencia Pública para los contratos de carácter público sujetos a jurisdicción federal, incluyendo las concesiones otorgadas para el transporte y distribución de energía eléctrica en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y La Plata, progresó muy lentamente. Después de más de cinco años de negociaciones, los transportistas y distribuidores de electricidad llegaron a un acuerdo con el Gobierno Nacional con la participación de la UNIREN constituida en el ámbito del Ministerio de Economía y del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Como resultado de estas negociaciones, las tarifas de transporte solo tuvieron los aumentos limitados y de pequeña escala antes mencionados.

En el sector de distribución, los Acuerdos de Renegociación establecieron incrementos limitados en sus ingresos y en parte de las tarifas (a saber, el VAD). Estos incrementos fueron generalmente aplicados a usuarios comerciales e industriales, mientras que una revisión integral de tarifas que incluya a los usuarios residenciales ha sido pospuesta varias veces. Esta demora en actualizar las tarifas provocó un desequilibrio en los pagos que los distribuidores efectuaban a CAMMESA y en las sumas que los generadores cobraban a CAMMESA, todo lo cual trajo aparejada escasez en el fondo de estabilización y demoras en el pago a generadores. Véase "*Insuficiencia del Fondo de Estabilización y respuestas del Gobierno Nacional*".

Cabe señalar que la UNIREN fue disuelta por el Decreto 367/16, del 17 de febrero de 2016, por medio del cual se estableció que los procedimientos de renegociación de los contratos de obras y servicios públicos se realizarán en el ámbito de los ministerios en cuya órbita caigan dichos contratos. Asimismo, ese decreto faculta a los ministerios competentes, en forma conjunta con el ex Ministerio



de Hacienda y Finanzas Públicas (actual Ministerio de Economía), a suscribir Acuerdos de Renegociación contractual parciales y adecuaciones transitorias de precios y tarifas que resulten necesarios para garantizar la continuidad de la prestación de los servicios habituales hasta la suscripción de los Acuerdos de Renegociación contractual integrales, los que se efectuarán a cuenta de lo que resulte de la revisión tarifaria integral.

### ***Insuficiencia del Fondo de Estabilización y respuestas del Gobierno Nacional***

La escasez de suministro de gas natural también ha tenido un impacto significativo en la industria. Atento a que la Resolución de la Secretaría de Energía N° 240/03 establece que el precio *spot* debe ser calculado como si dicha escasez de gas natural no existiese, los generadores de energía eléctrica no han podido trasladar a los compradores los incrementos en el precio del combustible. Esta situación llevó a la gotamiento del Fondo de Estabilización, circunstancia que derivó en la imposibilidad de pago de las facturas de los generadores de energía eléctrica.

Con motivo del déficit de fondos necesarios para hacer frente a todos los pagos debidos a los agentes del MEM, se emitió la Resolución de la Secretaría de Energía Eléctrica N° 406/03 que dispuso en su artículo 4 que en caso de no existir recursos suficientes, el orden de prioridad a aplicar para saldar deudas a favor de los acreedores del MEM debería ser el siguiente: (i) las sumas que le correspondan como créditos pendientes de pago al fondo unificado creado en virtud del Artículo 37 de la Ley N° 24.065; (ii) los ingresos mensuales y signables a los fondos y cuentas del MEM; (iii) el importe necesario para pagar los créditos pendientes a favor de los agentes del MEM una vez abonados los conceptos remunerativos establecidos en los incisos (iv), (v) y (vi); (iv) los conceptos relacionados con el pago de la remuneración de la potencia y los servicios prestados al MEM; (v) los montos correspondientes a: (a) la energía producida y entregada en el mercado "*spot*" horario valorizada a su costo operativo por los costos variables de producción declarados y aprobados para la generación térmica más la totalidad de los cargos de transporte correspondientes; (b) la energía producida y entregada en el mercado "*spot*" horario por las centrales hidroeléctricas, valorizada al costo medio representativo de operación y mantenimiento de una central hidroeléctrica establecido en el anexo 26 de los Procedimientos más la totalidad de los cargos de transporte correspondientes (Ps. 2/MW/hora); (c) la remuneración correspondiente a los transportistas de energía eléctrica; y (d) los prestadores adicionales de la función técnica de transporte no distribuidores que tienen acreencias en el MEM por las operaciones de los Grandes Usuarios del mercado; y (vi) los compromisos asumidos en relación con los anexos II, III, IV de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 01/03.

Con el fin de superar estos problemas y considerar los pronósticos sobre el aumento futuro de la demanda, el Poder Ejecutivo Nacional puso en marcha distintos programas y políticas de fomento a la disponibilidad de nueva capacidad de generación. Por ejemplo, los programas Energía Plus y Energía Distribuida fueron adoptados para fomentar la inversión privada en nuevas instalaciones de generación, permitiendo a sus propietarios vender la energía producida a precios suficientes para cubrir el costo de los proyectos más una rentabilidad razonable. El propósito de estas medidas no es solo el de superar la situación de escasez energética sino también el de agregar capacidad instalada para acompañar el crecimiento sostenido de la demanda que se prevé para el corto y mediano plazo.

### ***FONINVEMEM y programas similares***

En 2004, el gobierno argentino, con el objeto de incrementar la capacidad de generación, creó el FONINVEMEM (Resolución SE N° 712/2004), un fondo administrado por CAMMESA. Su objeto es recaudar fondos para inversión en proyectos de generación de energía. Con la finalidad de aportar capital al FONINVEMEM, la ex Secretaría de Energía Eléctrica invitó a los participantes del MEM tenedores de LVFVD originadas entre enero de 2004 y diciembre de 2006 a contribuir estos créditos al FONINVEMEM. En las etapas iniciales del FONINVEMEM, los generadores tenían derecho a 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.

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 por las ventas de energía eléctrica. En el marco de dicho acuerdo, Central Puerto y los grupos Endesa y Duke presentaron un proyecto para la construcción de una central termoelectrica de ciclo combinado denominada Central Vuelta de Obligado, en Timbúes, Provincia de Santa Fe, y, a su vez, el Grupo AES presentó 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.

## **Resolución SE N° 146/2002**

La Resolución SE N° 146 del 23 de octubre de 2002 indica que todo generador que deba llevar a cabo tareas de mantenimiento mayores o extraordinarias y necesite recursos para poder llevarlas a cabo deberá solicitar financiamiento, sujeto a la disponibilidad de fondos y al cumplimiento de las condiciones estipuladas en la citada resolución.

### **Energía Plus**

En septiembre de 2006, la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica emitió la Resolución SE N° 1281/06 que creó el Programa de Energía Plus, en un esfuerzo por 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:

(i) 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.

(ii) 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 N° 111/16 de la Secretaría de Energía Eléctrica).

### **Programa Energía Distribuida**

#### **Resolución 220/07**

Por medio de la Resolución N° 220/07, la Secretaría de Energía habilitó la celebración de Contratos de Compra 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 a sociada 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, IEASA o los que el ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (actualmente, la Secretaría de Energía) determinara.

La Resolución N° 220/07 establece 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.

Asimismo, dicha resolución detalla los requisitos que deberán cumplir las ofertas de generación adicional a los efectos de celebrar un PPA. Los respectivos proyectos de inversión deberán ser presentados ante la Secretaría de Energía Eléctrica y deberán incluir la siguiente información: (i) unidades a ser habilitadas y que asumirán el compromiso; (ii) disponibilidad garantizada de las unidades; (iii) duración ofertada del PPA; (iv) período de vigencia de la oferta; (v) disponibilidad de potencia comprometida para todo el

período ofertado en MW; la por entonces Secretaría de Energía Eléctrica podrá establecer valores límites a la potencia comprometida; (vi) desagregación de los costos fijos y variables, y en particular los correspondientes al financiamiento utilizado para la instalación de la nueva capacidad ofertada, junto con la documentación que respalda dicha desagregación.

En base a la información remitida, la Secretaría de Energía debe evaluar la ofertas remitidas e informar a CMMESA sobre aquellas que resulten aceptadas para proceder a la celebración del contrato, indicando expresamente la anualidad de los costos de instalación a considerar y/o la metodología de cálculo que se deberá aplicar a esos efectos, como también los costos fijos y variables a asociados con los PPA. Luego, la Secretaría de Energía remitirá a CMMESA el texto del contrato a suscribir y la metodología que debe implementarse para la inclusión en las transacciones económicas del MEM.

La potencia que resulte eventualmente asignada y la energía suministrada en cumplimiento de los PPA recibirá una remuneración mensual calculada en base a la anualidad de los costos de instalación a considerar, y los costos fijos y variables requeridos para la adecuada operación del equipamiento comprometido, de acuerdo a la metodología a definir en el contrato relevante.

Los agentes generadores que hayan suscripto los PPA deberán cumplir con todos los requisitos establecidos en los Procedimientos, lo que incluye definir los costos variables de producción y los costos de agua de las unidades comprometidas de acuerdo a la metodología vigente y a los máximos costos que fueren reconocidos con arreglo a la Resolución N° 220/07.

En tanto sea de aplicación la Resolución de la SE N° 406/2003, las obligaciones de pago bajo los PPA tendrán la prioridad de cancelación establecida en el inciso (e) del artículo 4 de Resolución SE N° 220/07.

A fin de reducir el riesgo de pago de las ventas correspondientes a los PPA, los costos asociados a estos contratos tendrán prioridad de pago frente a las acreencias de otros agentes del mercado. En este sentido, el orden de prioridad a aplicar para la cancelación de las obligaciones de pago derivadas de estos contratos será igual o superior a las obligaciones de los generadores térmicos respecto a los costos operativos. En otras palabras, la recuperación de costos asociados a los PPA tendrá, al menos, la misma prioridad que la recuperación de, por ejemplo, los costos del combustible utilizado para generación de energía eléctrica ya instalada.

Por medio de la Resolución de la SEN N° 1836/07, la ex Secretaría de Energía instruyó a CMMESA a suscribir con ENARSA (actual IEASA) los PPA correspondientes a proyectos de energía situados en emplazamientos específicos a ser comunicados en cada caso por dicha secretaría, aprobando como Anexo I, el modelo de contrato a suscribir y disponiendo que las condiciones particulares de cada PPA deberían ser aprobada por la SEN.

*Ley No. 27.424 (y su respectivo Decreto N° 986/2018 reglamentario).*

Sancionada en 2017, la Ley N° 27.424 creó el “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública”. La misma fue reglamentada posteriormente por el Decreto N° 986/18 (en adelante, se hará referencia a la Ley N° 27.424 y al Decreto N° 986/2018, con sus modificatorias y complementarias, como el “Régimen de Fomento”).

El Régimen de Fomento establece las políticas y los términos contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios del servicio de distribución de electricidad, para su autoconsumo o para inyectar los excedentes a la red.

La ley también estableció la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución de los mencionados usuarios-generadores. Asimismo, la ley declaró de interés nacional la generación distribuida de energía eléctrica de origen renovable.

El objetivo del Régimen de Fomento es alcanzar una capacidad instalada de 1.000 MW en el término de doce (12) años a contar desde la fecha de entrada en vigencia del Decreto N° 986/2018 (3 de noviembre de 2018).

Todo usuario de la red de distribución tiene derecho a instalar equipamiento para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables hasta una potencia equivalente a la que éste tiene contratada con su propio distribuidor para su demanda, siempre que dicho usuario-generador se encuentre comprendido en el marco del artículo 6 de la Ley N° 27.424 y cuente con la autorización requerida del distribuidor. El usuario-generador que requiera instalar una potencia mayor deberá solicitar una autorización especial al correspondiente distribuidor.

Una vez obtenida la autorización, el usuario-generador y el distribuidor suscribirán un Contrato de Generación Eléctrica bajo la Modalidad Distribuida, conforme a los lineamientos generales del Régimen de Fomento. En este sentido, el distribuidor realizará la habilitación de las instalaciones del usuario-generador para inyectar energía a la red de distribución.

En caso de controversias entre el distribuidor y el usuario-generador, la Ley N° 27.424 prevé que este último podrá dirigir el reclamo a l ente regulador jurisdiccional competente.

El distribuidor administrará el régimen de compensación y remuneración de la energía inyectada, conforme a los siguientes términos:

- El usuario-generador recibirá una tarifa de inyección por cada kilowatt-hora (KW/h) que entregue a la red de distribución, cuyo valor regirá a partir del momento de la instalación por parte del distribuidor del equipo de medición correspondiente. El precio de la tarifa será determinado en pesos argentinos. El régimen tarifario aplicable fue aprobado por Resolución ENRE N° 189/2019 (véase “*Régimen Tarifario – Resolución ENRE N° 189/2019*”).
- El distribuidor reflejará en la facturación que usualmente emite por el servicio de energía eléctrica prestado al usuario-generador, tanto el volumen de la energía demandada como el de la energía inyectada por el usuario-generador a la red, y los precios correspondientes a cada uno por kilowatt-hora. El usuario-generador deberá pagar el valor neto antes de impuestos. No podrán efectuarse cargos impositivos adicionales sobre la energía aportada al sistema por parte del usuario-generador. Si existiese un excedente monetario a favor del usuario-generador, el mismo configurará un crédito computable contra la facturación del distribuidor de los periodos siguientes. De persistir dicho crédito durante un determinado plazo, el usuario-generador podrá solicitar al distribuidor la retribución del saldo favorable.
- Las ganancias generadas por la inyección de energía eléctrica a la red de distribución por usuarios-generadores con una capacidad contratada de hasta 300kw, en cumplimiento con la normativa aplicable, quedarán exentas del impuesto a las ganancias y del impuesto al valor agregado.

Actualmente, la autoridad de aplicación del Régimen de Fomento es la Secretaría de Energía. Entre otras cosas, dicha autoridad de aplicación está facultada para: (i) establecer las normas técnicas y administrativas necesarias para la aprobación de proyectos de generación distribuida de energía eléctrica; (ii) establecer las normas y lineamientos para la autorización de conexión a la red que será solicitada por el usuario-generador al distribuidor; (iii) establecer el valor de la tarifa de inyección a través de proyectos de energía distribuida; y (iv) establecer los lineamientos generales de los contratos de generación eléctrica bajo la modalidad distribuida a los que deberán suscribir el distribuidor y el usuario-generador.

El incumplimiento de las obligaciones de los distribuidores en virtud del Régimen de Fomento será pasible de sanciones y el usuario-generador tendrá derecho a reclamar compensación.

El Régimen de Fomento también creó el “Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida de Energías Renovables” (“FODIS”), con el objeto de otorgar préstamos, incentivos y garantías, realizar aportes de capital y adquirir otros instrumentos financieros, todos ellos destinados a la implementación de sistemas de generación distribuida a partir de fuentes renovables.

El Estado Nacional (a través de la autoridad de aplicación del Régimen de Fomento) fue designado como fiduciante y fideicomisario del FODIS, y el banco público seleccionado fue designado como fiduciario. Se designó como beneficiarias a todas las personas humanas domiciliadas en la República Argentina y las personas jurídicas registradas en el país cuyos proyectos de generación distribuida hayan obtenido aprobación por parte de las autoridades del FODIS, conforme a la normativa aplicable.

El modelo de contrato de fideicomiso del FODIS fue aprobado por Disposición N° 62/2019 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética. En dicha disposición también se designó al Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE) como fiduciario del FODIS.

Las actividades realizadas en el marco del FODIS gozan de beneficios impositivos.

Finalmente, el Régimen de Fomento también creó el “Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para la Generación Distribuida a partir de fuentes renovables” (“FANSIGED”), el cual actualmente se encuentra bajo la órbita del Ministerio de Desarrollo Productivo.

El FANSIGED estará vigente por el término de diez (10) años a partir de la aprobación del Régimen de Fomento (2017). El Poder Ejecutivo nacional puede extender su vigencia por diez (10) años más.

Las actividades comprendidas en el ámbito del FANSIGED incluyen investigación, diseño, desarrollo, inversión en bienes de capital, producción, servicios de certificación e instalación para la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

En el marco del FANSIGED se puede acceder a una serie de beneficios fiscales.

Las micro, pequeñas y medianas empresas constituidas en Argentina que se dediquen a desarrollar cualquiera de las actividades comprendidas en la esfera del FANSIGED pueden adherirse al régimen.

La Resolución N° 314/2018 también creó el Registro Nacional de Usuarios-Generadores de Energías Renovables (RENUGER), aplicable a proyectos que obtuvieron el Certificado de Usuario-generator y se encuentran incluidos en el Régimen de Fomento.

La Resolución N° 314/2018 aprobó otras normas de implementación del Régimen de Fomento, entre ellas:

- la distinción entre usuarios-generadores pequeños (potencia menor a 3 kW), usuarios-generadores medianos (potencia mayor a 3 kW y menor a 300 kW) y usuarios-generadores mayores (potencia mayor a 300 kW y menor a 2 MW);
- el procedimiento de conexión de usuarios-generadores y los requisitos técnicos a seguir;
- los lineamientos para la celebración de los contratos de generación eléctrica bajo modalidad distribuida, estipulando los derechos y las obligaciones de las partes, así como las causales de suspensión y de extinción;
- las especificaciones de los sistemas de medición;
- los mecanismos de facturación y compensación; y
- otras reglamentaciones del régimen de beneficios promocionales.

La ex Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética emitió la Disposición N° 28/2019 con disposiciones complementarias de la Resolución N° 314/2018.

#### Régimen Tarifario – Resolución ENRE N° 189/2019

La Resolución ENRE N° 189/2019 aprobó las tarifas aplicables a usuarios-generadores por la inyección de energía eléctrica a la red de distribución a partir de mayo de 2019, valuadas en pesos argentinos por kilowatt-hora (\$/kwh).

Con fecha 19 de noviembre de 2021, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución ENRE 491/2021 a través de la que se aprobaron las Tarifas de Inyección para Usuarios-Generadores de las áreas de concesión de EDENOR y EDESUR S.A., con efecto a partir del 1 de agosto de 2021.

#### ***El Programa Nacional***

La ex Secretaría de Energía Eléctrica 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 diesel 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").

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.

## **PPA con IEASA (ex ENARSA)**

La Resolución SE N° 712/09 aprobó los modelos de contrato a ser celebrados entre CAMMESA y ENARSA (actual IEASA) para el suministro de energía eléctrica de fuentes renovables generada en el marco de los contratos adjudicados en el marco del Proceso Licitatorio N° 1/09 que llevó adelante ENARSA.

La Resolución SE N° 712/09 también incorporó el Anexo 39 y reemplazó el Anexo 40 de los Procedimientos. En este sentido, el nuevo Anexo 39 establece las pautas para la generación de energías renovables, a exclusión de la energía hidroeléctrica y la energía eólica, mientras que el Anexo 40 establece las pautas para la generación de energía eólica.

Respecto a los contratos a adjudicar, previamente a la celebración de los mismos, ENARSA debía realizar ciertas gestiones ante la (ex) Secretaría de Energía Eléctrica para obtener la aprobación de la oferta de disponibilidad de generación, conforme a la cual tiene intención de celebrar cada uno de los acuerdos con CAMMESA.

En función de la evaluación de las solicitudes recibidas, la ex Secretaría de Energía Eléctrica ponderaría las ventajas de contratar la disponibilidad de generación y la energía eléctrica relacionada, le encomendaría a CAMMESA que celebre un contrato con las partes cuyas solicitudes hayan sido aceptadas y enviaría el texto del contrato a ser firmado con las cláusulas específicas de cada uno de ellos.

A continuación se detallan las principales características de estos contratos modelo aprobados por Resolución SE N° 712/09:

1. La energía eléctrica suministrada debe ser generada por unidades designadas de conformidad con los requisitos de despacho de CAMMESA y debe ser adecuada para la capacidad del generador;
2. La vigencia máxima de los contratos debe ser de 15 años, pudiendo extenderse por un plazo máximo de 18 meses adicionales;
3. En los casos de contratos relacionados con energía generada de fuentes renovables distinta a los biocombustibles (por ejemplo, energía solar y eólica), no se establecen pagos por capacidad. En estos casos, la contraprestación consta de un pago por la energía eléctrica suministrada, un cargo de gestión y el pago de una parte de los costos fijos (transporte, gastos, tasas y de más cargos específicamente establecidos). El precio de la energía eléctrica suministrada se mantendrá constante durante toda la vigencia del contrato en cuestión.
4. Se constituirá un fondo de garantía para asegurar el cumplimiento de las obligaciones asumidas en virtud de los PPA, el cual deberá ser constituido por CAMMESA, hasta alcanzar un límite del 10,00% de las futuras obligaciones asumidas en virtud de cada uno de los contratos, en cuya oportunidad se interrumpirá la acumulación de fondos.

La Resolución SE N° 108/2011 del 13 de abril de 2011 autorizó la celebración de nuevos PPA entre CAMMESA, en nombre del MEM, y ciertas partes que ofrezcan disponibilidad de generación de electricidad a partir de las fuentes renovables indicadas en la Ley N° 26.190, sujeto a los siguientes requisitos:

1. a la fecha de publicación de la Resolución N° 108/2011, dichas partes no deben contar con las instalaciones de generación a comprometer en estas ofertas habilitadas comercialmente o que, habiendo concretado su interconexión al MEM, no hayan comprometido, en cualquier tipo de modalidad contractual, su disponibilidad de generación y energía asociada; y
2. se presenten proyectos en los que participe el Gobierno Nacional, ENARSA u otros agentes de generación.

La remuneración se paga mensualmente en Dólares Estadounidenses y se determina sobre la base de los costos y el ingreso anual que ratifique la ex Secretaría de Energía Eléctrica. A tales efectos, se deberán considerar los costos de instalación, fijos y variables, necesarios para el correcto funcionamiento del equipo comprometido en función del método determinado en cada PPA.

La Resolución 712/2009 (salvo el Anexo 39 y 40) y la Resolución 108/2011 de la Secretaría de Energía fueron derogadas por el entonces Ministerio de Energía y Minería, mediante la Resolución 202-E/2016.

## **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 N° 26.190, que aprobó el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía (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 N° 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 N° 95 (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 N° 26.190 fue modificada por la Ley N° 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:

- (i) 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 a 31 de diciembre de los siguientes años: 8% para 2017, 12% para 2019, 16% para 2021, 18% para 2023, y 20% para 2025;
- (ii) modifica y expande los beneficios fiscales para proyectos elegibles;
- (iii) 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
- (iv) 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 CAMESA, el operador del mercado mayorista), a un precio que no podrá exceder un promedio de US\$113/MWh hasta el 30 de marzo de 2018 y, de allí en adelante, al precio que determine el ex Ministerio de Energía y Minería. La fecha límite para acogerse a la opción de cumplir las metas de consumo a través de CAMESA y no de manera individual es el 31 de diciembre 2017, aunque el ex Ministerio de Energía y Minería podrá decidir su prórroga.

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 Subsecretaría de Energías Renovables. Los aspectos más importantes de la reglamentación son los siguientes:

- (i) El ex Ministerio de Energía y Minería (actual Secretaría de Energía) será la autoridad de aplicación de la ley.
- (ii) Se aplicará a proyectos de nuevas plantas, ampliaciones o repotenciones 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 por entonces Secretaría de Energía Eléctrica, 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.
- (iii) 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.
- (iv) 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 a mortizables 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.

El régimen también prevé una remuneración adicional en ciertos casos. En este sentido, los proyectos gozarán además de una remuneración adicional equivalente a U\$S0,015 por KW/h pagadera a los generadores de energía proveniente de fuentes renovables, excepto en el caso de energía solar, cuyos generadores cobrarán U\$S0,9 por KW/h. Dicha remuneración adicional se abonará según: 1°) la sustitución de combustibles, 2°) el involucramiento de la industria argentina y la creación de oportunidades de trabajo y 3°) el tiempo que insuma la puesta en marcha del proyecto.

### ***Beneficios fiscales bajo el régimen de la Ley N° 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 Ministerio de Minería y Energía, dispuso el Régimen Nacional de Fomento de las Energías Renovables (el “Régimen de Fomento”). El Régimen de Fomento de las Energías Renovables contempla los siguientes beneficios fiscales:

- (i) 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.
- (ii) 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.
- (iii) 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.
- (iv) 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. Sin embargo, este beneficio no será de aplicación al impuesto creado por Ley N° 27.430, en su versión vigente. A su vez, debido a las modificatorias introducidas por la Ley N° 27.630, los dividendos que tengan su origen en ganancias obtenidas en períodos fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2021 quedarán sujetos a una retención del impuesto a las ganancias del 7% sobre el monto de dicho dividendo.
- (v) 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.
- (vi) Otros beneficios, incluyendo la posibilidad de trasladar al precio de la energía renovable vendida los mayores costos derivados de incrementos de impuestos; exención al 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; y la liberación 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.
- (vii) Los interesados en participar del Régimen Promocional deberán renunciar a los beneficios establecidos en regímenes anteriores en el marco de las Leyes N° 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.



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

Tras habilitar un período de consulta pública para enviar comentarios y sugerencias a la versión preliminar del pliego de condiciones y de los CAE y atento a la proximidad del período para presentar ofertas en la "Ronda 1" del Programa Renovar, se dictó el Decreto Presidencial N° 882/16 de necesidad y urgencia publicado en el Boletín Oficial el 22 de julio de 2016, el cual reformó y estableció distintas precisiones en torno al marco legal del Régimen de Promoción.

A continuación se citan las principales medidas introducidas por el Decreto N° 882/16.

1. Cupo fiscal: Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, se aprobó un presupuesto de U\$S 1.700.000.000 a destinar a los beneficios promocionales que se ofrecen en el marco del Régimen de Promoción. En caso de que este presupuesto específico no se asignara en su totalidad en 2016, se trasladará automáticamente al año siguiente.
2. Vigencia de los PPA: A los fines de recuperar la inversión y obtener un retorno razonable, los PPA tendrán una vigencia máxima de 30 años.
3. Opciones de compra y venta: Los PPA pueden establecer derechos a favor: (a) del Gobierno Nacional de adquirir la generación de energía o los respectivos activos ante incumplimientos materiales que constituyan causales de extinción contractual; el precio de compra será inferior a la inversión no amortizada en oportunidad de ejercerse la opción; y (b) del propietario del proyecto de vender la generación de electricidad o sus respectivos activos ante el acaecimiento de alguna de las "causales de ejercicio de la opción de venta" por un precio que, en ningún caso, podrá exceder la inversión no amortizada en oportunidad del ejercicio de la opción.
4. Los PPA se rigen por el derecho privado argentino.
5. Elección del foro: En los PPA pueden dejarse asentados métodos alternativos de resolución de conflictos, con base en Argentina o en el extranjero, para dirimir conflictos en torno a la interpretación o celebración de dichos contratos, o conflictos que puedan surgir de los contratos firmados entre el gobierno argentino o el FODER con los beneficiarios del Régimen de Promoción.
6. FODER: Como consecuencia del dictado del Decreto N° 13/2015 a través del cual se creó el Ministerio de Energía y Minería, el Decreto N° 882/16 reemplazó los párrafos 2, 3, 7, 8 y 9 del Artículo 7 de la Ley N° 27.191 y procedió a modificar el rol del gobierno argentino en el FODER, quedando el Ministerio de Energía y Minería constituido como fiduciario y fiduciante del FODER. Asimismo, confirió facultades al Ministro de Energía y Minería (o a la persona que éste designe en su reemplazo) para aprobar el contrato de fideicomiso por el que se rige el FODER y para firmar el contrato de fideicomiso con el fiduciario.
7. Garantía de pago de la opción de venta: El decreto faculta al ex Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas (actual Ministerio de Economía) a emitir y entregar letras del tesoro al FODER (por un valor nominal máximo de hasta U\$S 3.000.000.000 o su equivalente en otras divisas), en nombre y representación del ex Ministerio de Energía y Minería y como garantía de pago en caso de que el propietario ejerza la opción de venta y enajene la planta de generación.

La Resolución N° 136/16, 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° 136/16 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:

- (i) 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.
- (ii) 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 Secretaría de Energía Eléctrica.
- (iii) 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.
- (iv) Vigencia: Hasta un máximo de veinte años desde la fecha de inicio de las operaciones.

- (v) Tipo y tecnología de la energía a suministrar.
- (vi) Energía comprometida a entregar por año.
- (vii) Capacidad de generación de cada unidad y potencia instalada total comprometida.
- (viii) 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 por hora (U\$/MWh).
- (ix) Las condiciones de la garantía de cumplimiento contractual de la parte vendedora.
- (x) El punto de entrega de la energía eléctrica contratada será el nodo de vinculación con el SADI.
- (xi) Los recursos a invocar por incumplimiento contractual.
- (xii) La aplicación de la garantía de pago del contrato, mediante la cuenta de garantía del FODER.
- (xiii) La prioridad de pago de los contratos de compra de energía será primera en el orden de prelación y será equivalente a la que tienen los pagos adeudados al MEM.

El 5 de septiembre 2016, una vez finalizado el período para presentar ofertas en la primera ronda del programa RenovAr, el Ministro de Energía y Minería, Juan José Aranguren, y el Subsecretario de Energías Renovables, Sebastián Kind, anunciaron de conformidad con la Resolución SE N° 205/16 del Ministro de Energía y Minería, que se habían presentado 123 ofertas por un total de 6.346 MW, (seis veces más de los 1.000 MW licitados originalmente), de las cuales 105, un total de aproximadamente 5.209 MW, estaban técnicamente calificadas. Las mismas estuvieron compuestas por 42 proyectos eólicos con una capacidad instalada total de aproximadamente 2.780 MW, 50 proyectos solares con una capacidad instalada total de aproximadamente 2.304 MW y 13 proyectos de biomasa, biogás y pequeños proyectos de energía hidroeléctrica con una capacidad instalada total de aproximadamente 35 MW.

De acuerdo con la Resolución N° 213-E/16 del 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 N° 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 N° 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° 473/2017 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 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).

### **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 Secretaría de Gobierno 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 Programa 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:

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

### **Cambios al sector eléctrico bajo la administración anterior**

Con fecha 15 de diciembre de 2015, el Poder Ejecutivo Nacional declaró el estado de emergencia del sector eléctrico nacional hasta el 31 de diciembre de 2017. Conforme lo dispuesto por el Decreto N° 134/2015, el ex Ministerio de Energía y Minería (al igual que sus sucesores) debía:

- (i) elaborar, poner en vigencia, e implementar un plan de acción en respuesta a los problemas que afectan a los sectores de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de su jurisdicción, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación del servicio público de energía eléctrica en condiciones técnicas y económicas adecuadas; y
- (ii) coordinar con otros organismos del Gobierno Nacional un programa de racionalización del consumo.

De acuerdo con este régimen, se emitieron las recientes Resoluciones N° 6 y 7 del ex Ministerio de Energía y Minería.

Adicionalmente, el 31 de octubre de 2017, el Poder Ejecutivo emitió el Decreto N° 882/2017 (“Decreto 882/2017”), ordenando la reestructuración de los activos del sector energético del Gobierno Argentino, con el objetivo de reducir la participación gubernamental.

De conformidad con el Decreto N° 882/2017, se encomendó al ex Ministerio de Energía y Minería llevar a cabo la fusión de ENARSA y Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. (EBISA). EBISA es una compañía responsable de la venta de la electricidad generada por ciertos proyectos energéticos binacionales en los que participa el Gobierno Argentino. De acuerdo con lo dispuesto en el referido decreto, ENARSA deberá absorber a EBISA y cambiar su nombre por el de IEASA. Mediante la Resolución N° 11-E/2018, el ex Ministerio de Energía y Minería instruyó al directorio de las empresas mencionadas que llevaran a cabo todas las diligencias necesarias para la fusión.

De acuerdo con el Decreto N° 882/2017, IEASA también será responsable de la continuación de ciertos proyectos de obras públicas de infraestructura energética, anteriormente realizados por el ex Ministerio de Energía y Minería. De acuerdo con dicho decreto, el ex Ministerio de Energía y Minería también puede asignar a IEASA cualquier otro proyecto de obra pública que deba ser ejecutado por el referido ministerio.

Mediante el Decreto N° 882/2017, el Poder Ejecutivo otorgó a IEASA una concesión para el desarrollo de las centrales hidroeléctricas Condor Cliff y La Barrancosa.

El Decreto N° 882/2017 también instruyó al ex Ministerio de Energía y Minería (actuando como accionista de IEASA), a implementar las medidas necesarias para que IEASA 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 argentino 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 deberán contemplar procedimientos públicos y competitivos, que deben 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. Presentamos ofertas para ambas centrales, y el 27 de febrero de 2019 la Emisor 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 en los siguientes contratos: (i) los contratos de abastecimiento turbogas y turbovapor celebrados con CAMMESA, (ii) el Contrato de Fideicomiso Financiero Brigadier López (según se define más a bajo), (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 Planta 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 (véase “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las actividades de la*

*Emisora—Es posible que factores que excedan el control de la Emisora puedan afectar o demorar la finalización de los proyectos adjudicados, o modificar sus planes de expansión de las centrales existentes.”).*

En virtud del contrato de fideicomiso mencionado *ut supra* (el “Contrato de Fideicomiso Financiero Brigadier López”), Central Puerto reemplazó a IEASA 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\$S165.432.500 (U\$S155.332.500 en efectivo más U\$S10.100.000 liquidados mediante la cesión de LVFVD a IEASA).

Conforme a los términos del contrato de fideicomiso, la deuda financiera devengaba 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 estaba a cargo de la administración y cancelaba 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 eran 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 tenían recurso alguno contra los activos de Central Puerto. A la fecha del presente informe anual, esta deuda financiera se encuentra cancelada.

### ***Cambios en el sector eléctrico durante la actual administración***

A continuación se detallan las medidas adoptadas en el sector eléctrico a la fecha de este Prospecto y desde la asunción del gobierno electo el 10 de diciembre de 2019:

- Se reestructuró la Secretaría de Gobierno de Energía, dependiente del ex Ministerio de Hacienda (actual Ministerio de Economía), la cual se transformó en la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Economía.
- Por medio de la Ley de Solidaridad, se congelaron por 180 días las tarifas aplicadas por empresas que brindan el servicio público de distribución y transporte de energía eléctrica bajo jurisdicción federal, en los valores vigentes en la fecha de entrada en vigencia de la ley (21 de diciembre de 2019). La vigencia de esta medida fue prorrogada mediante el Decreto N° 543/2020 (180 días) y por el Decreto N° 1020/2020 (90 días o hasta la entrada en vigencia de los nuevos regímenes tarifarios).
- El Poder Ejecutivo nacional quedó facultado para renegociar las tarifas vigentes al 21 de diciembre de 2019 con el propósito de aliviar la carga que estas representan para hogares, comercios y plantas industriales en el año 2020 y dicho proceso fue comenzado formalmente por el ENRE.
- Por medio de la Ley de Solidaridad, el Poder Ejecutivo Nacional quedó facultado para intervenir el directorio del ENRE por el término de un año. Esta medida fue implementada mediante el Decreto N° 277/2020 y prorrogada luego por el Decreto N° 1020/2020 (hasta el 31 de diciembre de 2021) y por el Decreto N° 871/2021 (hasta el 31 de diciembre de 2022).
- Se suspendió la transferencia de EDENOR y EDESUR a las jurisdicciones de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires, según corresponda. Por lo tanto, esas sociedades seguirán bajo la potestad regulatoria del estado nacional.
- Con fecha 27 de diciembre de 2019, el Ministerio de Desarrollo Productivo emitió la Resolución MDP 12/2019, derogando la Resolución SGE 70/2018 y restableciendo el Artículo 8 de la Resolución SE 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 combustible, y (ii) unidades térmicas en virtud del marco regulatorio de Energía Plus, autorizadas por Resolución SE 1281/05 para abastecer de energía a grandes usuarios privados.
- Con fecha 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 31/20 aplicable desde el 1 de febrero de 2020, la cual reemplaza el marco regulatorio de Energía Base, modificando los precios de la energía y potencia para unidades sujetas a este marco regulatorio. Para más información sobre esta resolución, véase “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de remuneración—El régimen de remuneración actual”.
- A través de la Resolución 354/2020 de la Secretaría de Energía, se estableció, entre otras cosas, que a partir de la vigencia del Plan "GasAr" (Plan Gas IV), los generadores del MEM podrán adherir al despacho centralizado, cediendo a CAMMESA

la gestión operativa de los contratos que éstos tengan con productores adjudicatarios de volúmenes de gas en el Plan Gas IV y/o con transportistas y/o distribuidores de gas natural, para que dichos contratos sean utilizados por el Organismo de Despacho (OED) a fin de minimizar los costos totales de abastecimiento para los criterios de despacho del MEM y para una determinada prioridad de despacho de gas natural según su origen (Gas Natural del Plan Gas IV, gas natural impreso de Bolivia por IEASA, GNL y el resto de gas natural en cuencas locales fuera del Plan Gas IV). En particular, la Resolución 354/2020 también estableció que los agentes generadores que tengan obligaciones de abastecimiento de combustible propio en el marco de la Resolución N° 287/2017, tendrán la opción de anular la mencionada obligación, debiendo preservar el mantenimiento de la respectiva capacidad de transporte a los efectos de su gestión en el despacho centralizado, siempre y cuando CAMMESA determine la conveniencia de contar con ella.

- El 19 de enero de 2021, el ENRE inició, con el dictado de las Resoluciones 16/2021 y 17/2021, los trámites para los ajustes transitorios de las tarifas de las empresas de servicios públicos de distribución y transporte de energía, con el objeto de con el objetivo de establecer tarifas transitorias, hasta que se alcance un acuerdo definitivo de renegociación.
- El 21 de enero de 2021 la Secretaría de Energía creó mediante la Resolución 40/2021 dos regímenes:
  - (i) un "Régimen Especial de Regularización de Obligaciones" para las deudas de las distribuidoras eléctricas agentes del MEM mantenidas con CAMMESA y/o con el MEM, ya sea por consumo de energía, potencia, intereses y/o penalidades, acumuladas al 30 de septiembre de 2020;
  - (ii) un "Régimen Especial de Créditos" para aquellas distribuidoras eléctricas que, siendo agentes del MEM, no registren deuda con CAMMESA y/o el MEM o sean consideradas dentro de valores razonables en relación a su nivel de transacciones al 30 de septiembre de 2020.
- Ambos regímenes se implementarán a través de la firma de "Actas Acuerdo" particulares que se suscribirán entre las distribuidoras de energía eléctrica agentes del MEM y su autoridad concedente y/o ente de control y la Secretaría de Energía, donde se tratará la totalidad de la deuda comprendida y las obligaciones a las que estará sujeta la distribuidora.
- La Resolución 371/2021 del 28 de abril de 2021 estableció los siguientes principios aplicables al "Régimen Especial de Regularización de Obligaciones":
  - Por el mantenimiento de tarifas establecido en el Artículo 5° de la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva podrá reconocerse hasta un monto máximo equivalente a UNA (1) factura media mensual del Agente Distribuidor del MEM en el año 2020.
  - Las políticas implementadas en beneficio de la demanda durante la vigencia del Decreto N° 311 de fecha 24 de marzo de 2020 (1° de marzo de 2020 al 31 de diciembre de 2020) determinarán un reconocimiento equivalente a un valor máximo de DOS (2) facturas medias mensuales del Agente Distribuidor del MEM en el año 2020. En el caso de que la presentación de los beneficios realizada por la distribuidora avalada por el Poder Concedente y/o Ente Regulador resulte menor a DOS (2) facturas medias mensuales se considerará dicho valor.
    - Estos créditos reconocidos deberán ser aplicados con destino excluyente a regularizar la deuda de los usuarios morosos alcanzados, priorizando a aquellos que hayan resultado beneficiarios del Decreto N° 311/20 (Clubes de Barrio y Entidades de Bien Público).
  - El Plan de Inversiones presentado en este Régimen determinará un monto máximo a ser reconocido equivalente a UNA (1) factura media mensual del Agente Distribuidor del MEM en el año 2020.
- El 4 de marzo de 2021 fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones del ENRE N° 53/2021, 54/2021, 55/2021, 56/2021 y 57/2021, convocando a audiencias públicas con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto del Régimen Tarifario de Transición de las siguientes empresas, respectivamente: EDENOR y EDESUR; TRANSENER; TRANSBA y DISTROCUYO; TRANSPA, TRANSCO y EPEN; TRANSNEA y TRANSNOA. La audiencia pública de EDENOR y EDESUR fue llevada a cabo el 30 de marzo de 2021, y las demás audiencias tuvieron lugar el 29 de marzo de 2021.
- Posteriormente, el 5 de marzo de 2021, el ENRE dictó la Resolución 58/2021. A través de esta Resolución, el ENRE instruyó a EDENOR y EDESUR a emitir las facturas del servicio público de distribución de energía eléctrica incluyendo únicamente los montos adeudados por el consumo en el período facturado, y por separado, informar las deudas originadas o devengadas durante la cuarentena obligatoria (ASPO) y la medida de distanciamiento social (DISPO), sin contemplar intereses. Asimismo, ordenó a ambas distribuidoras abstenerse de suspender el suministro de sus servicios por montos adeudados hasta el 28 de febrero de 2021.

- Con fecha 30 de abril de 2021, el ENRE emitió las Resoluciones N° 106 y 107, a través de las cuales se aprobaron los valores del Costo Propio de Distribución y los valores del cuadro tarifario de EDESUR (106) y EDENOR (107), con efecto a partir del 1 de mayo de 2021 (Régimen Tarifario de Transición).
- El 9 de agosto de 2021, el ENRE emitió la Resolución N° 262/2021 (con las modificatorias introducidas por la Resolución N° 265/2021) y la Resolución N° 263/2021 (con las modificatorias introducidas por la Resolución N° 266/2021), mediante las que se aprobaron los cuadros tarifarios de EDENOR y EDESUR, respectivamente, con efecto a partir del 1 de agosto de 2021.
- Con fecha 19 de noviembre de 2021, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución ENRE 491/2021 a través de la que se aprobaron las Tarifas de Inyección para Usuarios-Generadores de las áreas de concesión de EDENOR y EDESUR S.A., con efecto a partir del 1 de agosto de 2021.
- Con fecha 27 de enero de 2022, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 28/2022 de la Secretaría de Energía. La Secretaría instruyó al ENRE incluir el tratamiento de los precios de referencia estacionales del Precio Estabilizado de la Energía y el Precio Estabilizado de Transporte en el MEM y para el MEM del Sistema de Tierra del Fuego como parte de las audiencias públicas a celebrarse en el marco de los ajustes transitorios de las tarifas del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica de alcance nacional, y el tratamiento de los precios de referencia estacionales de Potencia Estabilizada, Energía Estabilizada y el Precio Estabilizado de Transporte en el MEM y para el MEM del Sistema de Tierra del Fuego, a efectos de ampliar la difusión de la información pertinente y propiciar una mayor participación de los usuarios del servicio eléctrico de distintas jurisdicciones en el tratamiento de dicha cuestión.
- Mediante la Resolución N° 25/2022, el ENRE procedió conforme le fuera instruido, convocando una Audiencia Pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto a las siguientes cuestiones: (i) el tratamiento de la determinación de los precios de referencia estacionales de Potencia, Energía Estabilizada en el MEM y el Precio Estabilizado de Transporte en el MEM y para el MEM del Sistema de Tierra del Fuego; (ii) las propuestas de los concesionarios del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, con miras a determinar un ajuste transitorio de tarifas, en el marco del proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral y previamente a definir las tarifas a aplicar por los concesionarios. La Audiencia Pública tuvo lugar el 17 de febrero de 2022.
- El 4 de febrero de 2022, se publicó la Resolución ENRE N° 41/2022 y la Resolución ENRE N° 42/2022 en el Boletín Oficial. Estas resoluciones aprobaron el nuevo régimen tarifario a ser aplicado por EDENOR y EDESUR, respectivamente, a partir del 1 de febrero de 2022. Asimismo, fijaron el valor tarifario promedio, vigente a partir del 1 de febrero de 2022, en 5.452 Pes./kWh para EDENOR y 5.362 Pes./kWh para EDESUR.

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

En el marco del Decreto N° 134/15 y de la Resolución N° 6/16 del ex Ministerio de Energía y Minería, la Secretaría de Energía y Energía dictó la Resolución N° 21/16 (“Resolución N° 21”) por la cual 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.

La Resolución N° 21 contenía las siguientes bases para ofertar:

- (i) Las ofertas podían ser presentadas ante CMMESA por quienes ya fuesen, o simultáneamente hubiesen solicitado ante la Secretaría de Energía Eléctrica ser, generadores, cogeneradores o autogeneradores del MEM en los términos de los Procedimientos.
- (ii) Las ofertas debían estar relacionadas con proyectos de instalación de nueva capacidad de generación adicional a la ya prevista para el período en que se comprometía su habilitación comercial.
- (iii) No podían ofertarse unidades de generación preexistentes, que ya estuviesen conectadas al SADI o en las que la disponibilidad de potencia ofrecida ya estuviera comprometida en acuerdos aprobados por la ex Secretaría de Energía Eléctrica, con principio de ejecución. Si en este último caso, no hubiera principio de ejecución y se quisiera ofertar bajo la Resolución N° 21, CMMESA debía someter el asunto a consideración de la ex Secretaría de Energía Eléctrica.

- (iv) Las ofertas no podían comprometer, en cada punto de conexión propuesto, una capacidad de generación inferior a 40 MW y la potencia neta de cada unidad generadora para dicha localización no podía ser inferior a los 10 MW.
- (v) El equipamiento comprometido debía contar con capacidad dual de consumo de combustible para poder operar indistintamente según lo requerido por el despacho económico del MEM. En caso de disponibilidad sin restricciones de un combustible en forma continua o de considerarlo provechoso para la logística del oferente, se podía realizar una oferta alternativa a la requerida con equipamiento de generación que pueda consumir un solo tipo de combustible.
- (vi) No había límite superior preestablecido de la capacidad de potencia a ofertar y la localización de los proyectos se podía elegir libremente, con la salvedad de que tanto la capacidad como la localización de los proyectos estaban supeditadas a la capacidad del sistema de transporte y al suministro de combustible.
- (vii) Debía ofertarse por cada unidad generadora en el punto de conexión propuesto un precio por la disponibilidad de potencia (expresado en Dólares Estadounidenses por mes) y un precio por la energía eléctrica producida (expresada en Dólares Estadounidenses por hora), valorizando las variables no combustibles por cada tipo de combustible operable por la central y los correspondientes consumos específicos máximos comprometidos expresados en kilocalorías por kilovatio hora.
- (viii) El compromiso de acreditar el íntegro cumplimiento de la normativa ambiental aplicable era excluyente. Se debía presentar, sin que sea limitativo, la correspondiente declaración del Impacto Ambiental y el Estudio de Impacto Ambiental.
- (ix) Las ofertas debían presentarse en dos sobres. El primero debía incluir la información técnica asociada a la disponibilidad de potencia ofrecida. En el segundo sobre, se debían incluir los precios ofertados por la disponibilidad de potencia comprometida y por la energía eléctrica generada, los consumos específicos máximos ofertados, la fecha máxima comprometida de entrada en servicio comercial de la capacidad de generación ofrecida, el plazo de vigencia solicitado del contrato, la garantía de mantenimiento de oferta y la proforma de la garantía de cumplimiento de la fecha máxima comprometida.
- (x) Antes de la presentación de las ofertas, la Secretaría de Energía Eléctrica podía precisar o complementar los contenidos de la Resolución N° 21 y la información y la documentación a presentar.

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 kilovatio 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.

Las ofertas presentadas serán analizadas por CAMMESA a partir de la metodología establecida por la Secretaría de Energía Eléctrica. Esta metodología incluye aplicar un modelo de simulación simplificada de la operación esperada del equipamiento de generación comprometido en cada oferta, considerando determinados requisitos previstos en la Resolución N° 21. La evaluación de las ofertas debe considerar los riesgos de energía no suministrada esperable para el verano 2016/2017, invierno 2017 y verano 2017/2018, justipreciando el valor que tendría para el sistema eléctrico el ingreso temprano de la capacidad de generación ofrecida. Las ofertas se deben ordenar y seleccionar en función de los correspondientes costos crecientes que representen para el sistema eléctrico cada una de las mismas. CAMMESA evaluará e informará a la Secretaría de Energía Eléctrica los costos que provocaría al sistema cada una de las ofertas que resulten aceptables bajo la metodología a probada y, en su caso, las que resulten excluidas en dicha instancia por incumplimiento de las condiciones establecidas en la convocatoria.

CAMMESA debía emitir la documentación comercial necesaria para la liquidación a los agentes vendedores en dichos contratos de demanda mayorista, durante la vigencia de la emergencia declarada por el Decreto N° 134/15 o hasta el dictado de la regulación que transfiera a los agentes vendedores la responsabilidad de emitir la documentación comercial.

Mientras CAMMESA cumpla dicha función, documentará y certificará a favor del agente vendedor la parte proporcional que los Grandes Usuarios y distribuidores deben pagar por la energía eléctrica consumida, a los efectos del procedimiento ejecutivo de cobro.



Según lo previsto por la Resolución N° 21, CAMMESA preparó los términos de referencia destinados a regir la convocatoria a presentar ofertas en el marco de la Resolución N° 21 y aquellos fueron aprobados por la Nota 161/16 de la Secretaría de Energía Eléctrica.

Como resultado de aquella, la 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 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, el Secretario 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).

### ***Resolución 287/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica***

A través de la Resolución N° 287/2017 de fecha 11 de mayo de 2017, la ex Secretaría de Energía Eléctrica dispuso la convocatoria abierta a interesados en vender energía eléctrica proveniente de la instalación de nueva capacidad de generación mediante la utilización de la tecnología de: a) cierre de ciclo combinado o b) cogeneración.

Los principales requisitos fueron los siguientes:

- (a) Generación mediante el desarrollo de las obras necesarias para el cierre de ciclos combinados sobre centrales térmicas: i) existentes en ese momento o de próxima habilitación a ciclo abierto, ii) de bajo consumo específico, 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 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 contratos de abastecimiento 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 Contrato de Abastecimiento podía ser proporcionalmente asignado a los grandes usuarios y distribuidores en una etapa posterior.
- (e) El generador recibiría un pago fijo por capacidad (suje to a disponibilidad de energía) y un pago variable por la energía efectivamente suministrada a la red.
- (f) Los precios en el marco del Contrato de Abastecimiento 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 Contrato de Abastecimiento 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 (3) meses posteriores a la celebración del Contrato de Abastecimiento, CAMMESA debe constituir un Fondo de Garantía de Pago para garantizar las obligaciones contraídas en el mencionado Contrato. La Secretaría de Electricidad debía proveer los detalles en cuanto a la constitución y administración del Fondo.

Se adjudicaron PPA a diferentes proyectos, mediante las Resoluciones N° 820/2017 y 926/2017 de la ex Secretaría de Electricidad.

### **Régimen de Remuneración**

#### ***El Régimen de Remuneración Actual para Generadores (Energía Base)***

Con fecha 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 31/2020 mediante la cual se modificó el régimen de remuneración aplicable -desde el 1 de febrero de 2020- para generadores habilitados en el Mercado Eléctrico Mayorista. Con

fecha 21 de mayo de 2021, se publicó el Boletín Oficial la Resolución N° 440/2021 de la Secretaría de Energía, mediante la que se derogó la Resolución N° 31/2020, actualizando el régimen de remuneración aplicable a partir del 1 de febrero de 2021.

Finalmente, el 21 de abril de 2022, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 238/2022 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se derogó el régimen dispuesto en la Resolución 440/2021, y se actualizó con efectos retroactivos al mes de febrero de 2022.

### **Remuneración por Generación Térmica**

En lo atinente a la generación de fuentes térmicas, la Resolución N° 238/2022 dispone que la remuneración de generadores habilitados térmicos se compone de pagos (i) por potencia disponible mensual, (ii) por energía generada, (iii) por energía operada y (iv) por la disponibilidad de potencia en horas de máximo requerimiento térmico.

Los generadores habilitados son todos aquellos que no poseen contratos en el Mercado a Término en cualquier de sus modalidades.

La remuneración por disponibilidad de potencia se divide en (i) un precio mínimo asociado a la disponibilidad real de potencia (DRP) y (ii) un precio por la potencia garantizada relacionado con el cumplimiento de disponibilidad de potencia garantizada ofrecida (DIGO).

La remuneración por energía será la suma de tres componentes: (i) uno en función de la energía generada; (ii) otro vinculado a la energía operada (asociada a la potencia rotante en cada hora), y (iii) otro vinculado a la energía efectivamente generada en las horas del mes donde se registren máximos de requerimiento térmico.<sup>1</sup>

El volumen horario de la energía operada deberá 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.

**Precio Base de la Potencia:** Se define al precio base para remunerar la potencia a los valores consignados para cada tecnología y escala (PrecBasePot) de la tabla siguiente:

#### A partir de la transacción económica de febrero de 2022:

| <b>Tecnología / Escala</b>             | <b>PrecBasePot<br/>(Ps./MW-mes)</b> |
|--|-------------------------------------|
| Ciclo combinado grande > 150 MW        | 168.791                             |
| Ciclo combinado chico <= 150 MW        | 188.159                             |
| Turbina a vapor grande > 100 MW        | 240.734                             |
| Turbina a vapor chica <= 100 MW        | 287.773                             |
| Turbina a gas grande > 50 MW           | 196.461                             |
| Turbina a gas chica <= 50 MW           | 254.569                             |
| Motores de combustión interna <= 42 MW | 287.773                             |

#### A partir de la transacción económica de junio de 2022:

| <b>Tecnología / Escala</b>             | <b>PrecBasePot<br/>(Ps./MW-mes)</b> |
|--|-------------------------------------|
| Ciclo combinado grande > 150 MW        | 185.670                             |
| Ciclo combinado chico <= 150 MW        | 206.975                             |
| Turbina a vapor grande > 100 MW        | 264.807                             |
| Turbina a vapor chica <= 100 MW        | 316.551                             |
| Turbina a gas grande > 50 MW           | 216.107                             |
| Turbina a gas chica <= 50 MW           | 280.025                             |
| Motores de combustión interna <= 42 MW | 316.551                             |

La remuneración resultante será el valor base por disponibilidad de potencia a aplicar para aquellos generadores que no declaren Disponibilidad Garantizada Ofrecida (DIGO).

**Precio para la Potencia Garantizada Ofrecida DIGO:**

<sup>1</sup> El punto 3 del Anexo I de la Resolución N° 31/2020 estableció el concepto de “Horas de Máximo Requerimiento Térmico” (“HMRT”), identificado como las primeras 25 horas (HMRT-1) y las segundas 25 horas (HMRT-2) de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada período (*i.e.* período estival, el período invernal y el resto de los períodos).

Para cada mes (según el Período de Requerimiento de DIGO -conforme se define en la Resolución 31/2020<sup>2</sup>-), al conjunto de los generadores habilitados se les reconocerá un Precio Potencia Garantizada (PrecPotDIGO) para la remuneración de la Potencia Garantizada Of recida, de la siguiente manera:

A partir de la transacción económica de febrero de 2022.

| <b>Tecnología / Escala</b>             | <b>PrecPotDIGO (Ps./MW-mes)</b> |                           |
|--|---------------------------------|---------------------------|
|  | <b>Invierno y verano</b>        | <b>Períodos restantes</b> |
| Ciclo combinado grande > 150 MW        | 603.720                         | 452.790                   |
| Ciclo combinado chico <= 150 MW        | 603.720                         | 452.790                   |
| Turbina a vapor grande > 100 MW        | 603.720                         | 452.790                   |
| Turbina a vapor chica <= 100 MW        | 603.720                         | 452.790                   |
| Turbina a gas grande > 50 MW           | 603.720                         | 452.790                   |
| Turbina a gas chica <= 50 MW           | 603.720                         | 452.790                   |
| Motores de combustión interna <= 42 MW | 704.340                         | 553.410                   |

A partir de la transacción económica de junio de 2022.

| <b>Tecnología / Escala</b>             | <b>PrecPotDIGO (Ps./MW-mes)</b> |                           |
|--|---------------------------------|---------------------------|
|  | <b>Invierno y verano</b>        | <b>Períodos restantes</b> |
| Ciclo combinado grande > 150 MW        | 664.092                         | 498.069                   |
| Ciclo combinado chico <= 150 MW        | 664.092                         | 498.069                   |
| Turbina a vapor grande > 100 MW        | 664.092                         | 498.069                   |
| Turbina a vapor chica <= 100 MW        | 664.092                         | 498.069                   |
| Turbina a gas grande > 50 MW           | 664.092                         | 498.069                   |
| Turbina a gas chica <= 50 MW           | 664.092                         | 498.069                   |
| Motores de combustión interna <= 42 MW | 774.774                         | 608.751                   |

**Remuneración por Disponibilidad de Potencia:**

Asimismo, la remuneración por la potencia disponible también dependerá de la Disponibilidad Real de Potencia (DRP), que 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 Térmicos (GHT) tomando los valores horarios registrados en el mes. La aplicación en los cálculos para el mes “m” se realiza tomando los valores registrados en ese mes.

La Resolución N° 238/2022 también establece que la remuneración mensual de potencia será proporcional a la disponibilidad mensual, y a un precio que variará estacionalmente. El valor físico a utilizar es la potencia media mensual, descontando las horas

<sup>2</sup> El punto 2 del Anexo I de la Resolución 31/2020 estableció como “Períodos de Requerimiento de DIGO” los siguientes: **a)** Período Verano (Diciembre, Enero, Febrero); **b)** Período Invierno (Junio, Julio, Agosto); **c)** Períodos Resto, que a su vez se subdividen en (i) Período Otoño (Marzo, Abril Mayo) y (ii) Período Primavera (Septiembre, Octubre, Noviembre).

correspondientes a los Mantenimientos Programados y Acordados. Las indisponibilidades de potencia a considerar en la determinación de la potencia media disponible, serán las que sean de responsabilidad propia de la gestión del Agente Generador.

La indisponibilidad de la DIGO de una unidad generadora, derivada de cualquier falla propia o por imposibilidad de consumir el combustible asignado en el despacho económico, que origine su indisponibilidad para el despacho económico, es responsabilidad del Generador Habilitado Térmico y será tratada como una indisponibilidad forzada.

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

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

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

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

a) Si  $\text{DRP} \geq \text{DIGO}$

$$\text{REM DIGO (Ps./mes)} = (\text{DRP} - \text{DIGO}) (\text{MW}) * \text{kFM} * \text{PrecMinPot} + \text{DIGO (MW)} * \text{kFM} * \text{PrecPotDIGO}$$

b) Si  $\text{DRP} < \text{DIGO}$

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

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

Por otro lado, la Remuneración Total de la Disponibilidad de Potencia para Generadores Habilitados Térmicos dependerá de si los generadores declaren DIGO o no.

La remuneración total de la disponibilidad de potencia para los generadores que NO declaren DIGO: se calculará exclusivamente de acuerdo los conceptos anteriormente explicados.

$$\text{REMTOTgm (Ps./mes)} = \text{REMBASE}$$

Remuneración total por disponibilidad de potencia para los generadores que SI declaren DIGO: se configura como la suma de las remuneraciones resultantes de los numerales, de conformidad con lo explicado anteriormente.

$$\text{REMTOTgm (Ps./mes)} = \text{REMDIGO}$$

#### **Remuneración Disponibilidad de Potencia en Horas de Alto requerimiento**

Los Generadores Habilitados Térmicos (GHT) recibirán una remuneración mensual por la potencia media efectivamente entregada en las horas de máximo requerimiento térmico (HMRT).

La potencia media efectivamente entregada en las horas HMRT se remunerará al precio de la Potencia en Horas de Máximo Requerimiento Térmico (PrecPHMRT) según la siguiente fórmula:

$$\text{RemPHMRT} = \text{Potgemhrt1} * \text{PrecPHRT} * \text{FRPHRT1} + \text{Potgemhrt2} * \text{PrecPHRT} * \text{FRPHRT2}$$

Donde:

**Potgemhrt1**: es la potencia generada media en las horas de máximo requerimiento HMRT-1 del mes correspondiente.

A partir de la transacción económica de febrero de 2022, **PrecPHMRT**: 62.888 Ps./MW

A partir de la transacción económica de junio de 2022, **PrecPHMRT**: 69.176 Ps./MW

**FRPHRT1**: factor de requerimiento primeras 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada período según tabla debajo.

**Potgemhrt2**: es la potencia generada media en las horas de máximo requerimiento HMRT-2 del mes correspondiente.

**FRPHRT2:** factor de requerimiento segundas 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada período según tabla debajo.

| Horas de Máximo Requerimiento Térmico | FRPHMRT [p.u] |       |          |           |
|---------------------------------------|---------------|-------|----------|-----------|
|                                       | Verano        | Otoño | Invierno | Primavera |
| HMRT-1                                | 1,2           | 0,2   | 1,2      | 0.2       |
| HMRT-2                                | 0,6           | 0,0   | 0,6      | 0,0       |

### La Remuneración por Energía Generada y Operada

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

### Remuneración de 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:

A partir de la transacción económica de febrero de 2022

| Tecnología/Escala               | CostoOYMxComb         |                          |                    |                          |
|---------------------------------|-----------------------|--------------------------|--------------------|--------------------------|
|                                 | 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   | 403                   | 705                      | 1.006              | –                        |

A partir de la transacción económica de junio de 2022

| Tecnología/Escala               | CostoOYMxComb         |                          |                    |                          |
|---------------------------------|-----------------------|--------------------------|--------------------|--------------------------|
|                                 | 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   | 443                   | 775                      | 1.107              | –                        |

En las horas donde la unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo por razones operativas no atribuibles a generación forzada por requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad, se reconocerá como remuneración por energía generada considerando a esta igual al 60% de la potencia neta instalada, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación.

### Remuneración por Energía Operada

A Partir de la transacción económica de febrero de 2022.

Los generadores recibirán una remuneración mensual por la energía operada, representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 140 Ps./MWh para cualquier tipo de combustible.

A partir de la transacción económica de junio de 2022.

Los generadores recibirán una remuneración mensual por la energía operada, representada por la integración de las potencias horarias en el período, valorizada a 154 Ps./MWh para cualquier tipo de combustible.

El volumen horario de la energía operada deberá corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas.

Cuando la unidad de generación se encuentre despachada fuera del despacho óptimo por razones operativas no atribuibles a generación forzada por requerimientos de transporte, de control de tensión o de seguridad, se reconocerá como remuneración por energía operada considerando a esta igual al 60% de la potencia neta instalada, independientemente de la energía entregada por la unidad de generación, más la potencia rotante calculada como la diferencia entre la potencia neta instalada disponible y la energía generada.

**Remuneración de Generación Habilitada Hidroeléctrica**

La remuneración a los Generadores Habilitados Hidráulicos (GHH) se compone de pagos por potencia disponible mensual, por energía generada, por energía operada y por la disponibilidad de potencia en horas de máximo requerimiento técnico.

Se define como Generadores Habilitados Hidráulicos (GHH) a todos aquellos Generadores Hidroeléctricos que no tienen comprometidos su disponibilidad de potencia y energía generada en contratos en el MEM, en cualquiera de las modalidades habilitadas por la Autoridad Regulatoria correspondiente y que se encuentren vigentes.

La remuneración de la disponibilidad de potencia se asocia a la Disponibilidad Real de Potencia (DRP), afectada por un Precio Base de Potencia (PrecBasePot) establecido para las centrales hidroeléctricas en función de su potencia instalada.

La remuneración por energía se define como la suma de tres componentes: uno, en función de la energía generada, otro, vinculado a la energía operada (asociada a la potencia Rotante en cada hora), y otro, por la energía efectivamente generada en las Horas de Máximo Requerimiento Térmico.

El volumen horario de la energía operada deberá corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas. La remuneración por energía del Generador Habilitado Hidráulico se define en su nodo.

**Remuneración por Disponibilidad de Potencia**

Esta remuneración dependerá del DRP y el precio base de la potencia (PrecBasePot) establecido para las centrales hidroeléctricas en función de su potencia instalada.

El precio base de la potencia se determinará de acuerdo a los siguientes valores, considerando sus características básicas, de acuerdo a lo que se establece en el cuadro siguiente:

A partir de la transacción económica de febrero de 2022

| <u>Tecnología/Escala</u>                                  | <u>Precio Base de Potencia (PrecBasePot) (Ps./MW-mes)</u> |
|---|---|
| Unidades HI Grandes con Potencia P > 300 MW               | 166.023   |
| Unidades HI Medias con Potencia P > 120 y ≤ 300 MW        | 221.364   |
| Unidades HI Chicas con Potencia P > 50 y ≤ 120 MW         | 304.376   |
| Unidades HI Renovable con Potencia P ≤ 50 MW              | 498.069   |
| Unidades bombeo HB Grandes con Potencia P > 300 MW        | 166.023   |
| Unidades bombeo HB Medias con Potencia P > 120 y ≤ 300 MW | 221.364   |

A partir de la transacción económica de junio de 2022

| <u>Tecnología/Escala</u>                                  | <u>Precio Base de Potencia (PrecBasePot) (Ps./MW-mes)</u> |
|---|---|
| Unidades HI Grandes con Potencia P > 300 MW               | 182.625   |
| Unidades HI Medias con Potencia P > 120 y ≤ 300 MW        | 243.500   |
| Unidades HI Chicas con Potencia P > 50 y ≤ 120 MW         | 334.813   |
| Unidades HI Renovable con Potencia P ≤ 50 MW              | 547.876   |
| Unidades bombeo HB Grandes con Potencia P > 300 MW        | 182.625   |
| Unidades bombeo HB Medias con Potencia P > 120 y ≤ 300 MW | 243.500   |

En el caso de las centrales hidroeléctricas (HI) que tengan a su cargo la operación y mantenimiento de estructuras de control en el curso del río, como derivadores o embalses compensadores y que no tengan una central hidroeléctrica asociada, se debe aplicar, para la remuneración de la potencia de la central de cabecera, un coeficiente de mayoración de 1,20.

A los efectos de considerar la incidencia de los Mantenimientos Programados de Centrales Hidroeléctricas en la remuneración de los cargos fijos y mantener la señal de optimización de los mismos, se deberá aplicar al valor reconocido un factor de 1,05, en base a su incidencia standard típica mínima.

Por su parte, 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 (REMPBASE (Ps./mes) es calculado conforme la siguiente fórmula:

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

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

Adicionalmente, los Generadores Habilitados Hidráulicos (GHH) recibirán una remuneración mensual por la potencia media operada disponible en las horas de máximo requerimiento térmico (HMRT).

La potencia media operada disponible en las horas HMRT se remunerará al precio de la Potencia en Horas de Máximo Requerimiento Térmico (PrecPOHMRT) según la siguiente fórmula:

$$\text{RemPOHMRT} = \text{Potopmhrt1} * \text{PrecPOHRT} * \text{FRPHRT1} + \text{Potopmhrt2} * \text{PrecPOHRT} * \text{FRPHRT2}$$

Donde:

**Potopmhrt1:** es la potencia operada media en las horas de máximo requerimiento HMRT-1 del mes correspondiente, es decir, es la suma de la energía operada en HMRT-1 dividido en las horas de dicho período.

**PrecPOHMRT:** según tabla debajo de acuerdo a tecnología.

**FRPHRT1 :** Factor de requerimiento primeras 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada período según tabla debajo.

**Potopmhrt2:** es la potencia operada media en las horas de máximo requerimiento HMRT-2 del mes correspondiente, es decir, es la suma de la energía operada en HMRT-2 dividido en las horas de dicho período.

**FRPHRT2:** Factor de requerimiento segundas 25 horas de mayor requerimiento térmico de cada mes en cada período según tabla debajo.

A partir de la transacción económica de febrero de 2022

| Remuneración en HMRT     |             |
|--------------------------|-------------|
| Escala Hidro             | PrecPOHMRT  |
|                          | Ps./MW-HMRT |
| Hidro >300 MW            | 46.118      |
| Hidro >120 y <= 300 MW   | 54.503      |
| Hidro > 50 y <= 120 MW   | 54.503      |
| Hidro renovable <50 MW   | 58.695      |
| Bombeo > 300 MW          | 46.118      |
| Bombeo > 120 y <= 300 MW | 54.503      |

A partir de la transacción económica de junio de 2022

| Remuneración en HMRT     |             |
|--------------------------|-------------|
| Escala Hidro             | PrecPOHMRT  |
|                          | Ps./MW-HMRT |
| Hidro >300 MW            | 50.729      |
| Hidro >120 y <= 300 MW   | 59.953      |
| Hidro > 50 y <= 120 MW   | 59.953      |
| Hidro renovable <50 MW   | 64.565      |
| Bombeo > 300 MW          | 50.729      |
| Bombeo > 120 y <= 300 MW | 59.953      |

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

### Remuneración por Energía

La remuneración por energía se define en su nodo. Se configura por dos ítems: energía generada y energía operada.

#### Remuneración por Energía Generada

A partir de la transacción económica de febrero de 2022

Para la generación de energía hidráulica, con respecto a la remuneración por energía generada, se reconocerá en cada hora el precio por energía generada de 352 Ps./MWh.

A partir de la transacción económica de junio de 2022

Para la generación de energía hidráulica, con respecto a la remuneración por energía generada, se reconocerá en cada hora el precio por energía generada de 388 Ps./MWh.

#### Remuneración por Energía Operada

A partir de la transacción económica de febrero de 2022

La remuneración por energía operada, se representará por la integración de las potencias horarias en el periodo, valorizada a 140 Ps./MWh.

A partir de la transacción económica de junio de 2022

La remuneración por energía operada, se representará por la integración de las potencias horarias en el periodo, valorizada a 154 Ps./MWh.

El volumen horario de la energía operada deberá corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas.

### Centrales de Bombeo

En el caso de las centrales hidroeléctricas de bombeo se debe considerar, para su remuneración, tanto la energía eléctrica generada como la consumida para el bombeo, por la energía bombeada y por la energía operada.

*A partir de la transacción económica de febrero de 2022*

Para las centrales de bombeo funcionando como compensador sincrónico el precio de la energía eléctrica generada será de 100 Ps./MVA y de 140 Ps./MWh por la energía operada.

*A partir de la transacción económica de junio de 2022*

Para las centrales de bombeo funcionando como compensador sincrónico el precio de la energía eléctrica generada será de 110 Ps./MVA y de 154 Ps./MWh por la energía operada.

### *Remuneración de Otras Tecnologías de Generación en el Mercado Spot*



La Resolución N° 328/2022 establece que la energía generada por Centrales de Generación Habilitadas que funcionan a partir de fuentes no convencionales (eólico, solar fotovoltaico, biomasa, biogás, biogás de RSU pertenecientes a Agentes Generadores alcanzados por lo definido en el Artículo 2 de la Resolución ex SRRYME 1/2019), recibirán por su energía exclusivamente lo siguiente:

A partir de la transacción económica de febrero de 2022

La energía generada por Centrales de Generación que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales se le reconocerá por su energía generada un precio de Energía No Convencional (PENC) establecido en 2.817 Ps./MWh.

A partir de la transacción económica de junio de 2022

La energía generada por Centrales de Generación que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales se le reconocerá por su energía generada un precio de Energía No Convencional (PENC) establecido en 3.099 Ps./MWh.

Así pues, la remuneración de la energía generada no convencional se obtiene 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:

$$\text{REMENC (Ps./mes)} = \sum \text{h.mes (PENC * EGengh)}$$

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

**Repago/Devolución de Financiamientos para Mantenimientos Mayores y/o Extraordinarios**

Respecto de los Generadores Habilitados (conforme son definidos en el artículo 2 de la Resolución ex SRRYME N° 2019)<sup>3</sup>, con el objeto de efectuar la cancelación de los financiamientos otorgados oportunamente para la ejecución de mantenimientos no recurrentes (mayores y/o extraordinarios conforme lo establecido en las Resoluciones ex - S.E. N° 146/2002, N° 529/2014 y sus continuadoras), y una vez aplicados con tal fin la totalidad de los créditos devengados a favor del respectivo Agente Generador para su asignación y/o comprometidos previamente a la devolución y/o cancelación de los a ludidos financiamientos, CAMMESA deberá descontar de la liquidación de los créditos que le correspondan (aplicando una fórmula específica) hasta alcanzar la cancelación total del referido financiamiento.

**Los Regímenes de Remuneración Previos**

**Resolución SE N° 31/2020**

La Resolución N° 31/20 de la Secretaría de Energía había introducido una serie de cambios al régimen de remuneración para generadores, entre los que se destacan los siguientes:

- (i) Los precios se fijaron en pesos argentinos.
- (ii) Aunque el precio variable inicial de la energía está denominado en pesos argentinos, el mismo prácticamente no sufrió variaciones. El tipo de cambio aplicable entre el nuevo precio denominado en pesos argentinos y el precio anterior denominado en dólares estadounidense fue de Ps. 60 por U\$S 1,00, es decir, semejante al tipo de cambio promedio del mes de enero de 2020 (Ps. 60,01 por U\$S 1,00).
- (iii) El precio inicial de la energía generada por unidades térmicas se redujo aproximadamente un 16% y está fijado en pesos argentinos.
- (iv) Las unidades de generación con un Factor de Uso menor a 30% en los últimos 12 meses reciben el 60% del precio, en comparación con el 70% que recibían anteriormente. Asimismo, si el Factor de Uso se encuentra comprendido dentro del umbral del 30 al 70%, entonces, las unidades de generación reciben una proporción lineal de entre el 60% y el 100% del

<sup>3</sup> La Resolución ex SRRYME N° 1/2019 define a los Generadores Habilitados como todos los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), exceptuando la Generación de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales y la Generación Nuclear, exceptuando también a los agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM con unidades generadoras con potencia comprometida en el marco de Contratos Centralizados destinados al Abastecimiento de la demanda del MEM (Contratos de Abastecimiento MEM), cuya energía eléctrica producida sea destinada al cumplimiento de los citados contratos.

precio de la energía. Si el Factor de Uso es del 70% o más, las unidades de generación reciben el 100% del precio. Cabe destacar que el régimen vigente (la Resolución N° 238/2022) no prevé la remuneración por Factor de Uso.

- (v) El precio fijo inicial de la energía para centrales hidroeléctricas se redujo aproximadamente un 45% y se fija en pesos argentinos.
- (vi) Se estableció un nuevo régimen de remuneración para generación en horas de demanda pico para mitigar parcialmente el precio fijo de la energía, considerando los equipos que posee la empresa generadora.
- (vii) Los precios fijados en pesos se ajustarán mensualmente aplicando la siguiente fórmula: (i) 60% del IPC, más (ii) 40% del IPIM (indicado en el Anexo VI de la Resolución N° 31/20).

No obstante, con fecha 8 de abril de 2020, Central Puerto tomó conocimiento de que la Secretaría de Energía ordenó a CAMMESA postergar hasta nuevo aviso la aplicación del Anexo VI relacionado al mecanismo de ajuste de precios que se describe en “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de remuneración—El régimen de remuneración actual” Por consiguiente, CAMMESA no aplicó el mecanismo de ajuste de precios a los pagos mensuales correspondientes a marzo de 2020 y los meses sucesivos en virtud de Energía Base.

Al respecto la Emisora (a) recurrió formalmente la Res. SE 31/2020, mediante nota ingresada en Secretaría de Energía el 18 de marzo de 2020, y (b) impugnó mensualmente el documento de transacciones económicas (“DTE”), tanto el provisorio como el definitivo, debido: (i) a que aplicaba la Res. SE 31/2020, y (ii) a que no incluía la actualización de los valores prevista en el Anexo VI de la Res. 31/20.

La remuneración de la disponibilidad de potencia se subdividía en un precio mínimo asociado a la disponibilidad real de potencia (DRP) y un precio por potencia garantizada según cumplimiento de una potencia garantizada ofrecida (DIGO). DIGO era la capacidad habilitada ofrecida por un agente generador térmico habilitado para cada “g” unidad de generación en cada periodo de DIGO ((a) verano: Diciembre- Enero- Febrero, (b) invierno: Junio-Julio-Agosto y (c) los meses restantes: (c1) Marzo- Abril- Mayo, (c2) Septiembre- Octubre- Noviembre). La remuneración de potencia se afectaba según el Factor de Uso del equipamiento de generación.

La remuneración por energía se definía como la suma de dos componentes: uno en función de la energía generada y otro vinculado a la energía operada (asociada a la potencia rotante en cada hora). El volumen de horario de la energía operada debía corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas. La remuneración por energía del generador se definía por su nodo.

Por otra parte, la Resolución N° 31/20 introdujo nuevos criterios de remuneración relacionados con las primeras 25 horas (HMRT-1) y las segundas 25 horas (HMRT-2) de máximo requerimiento térmico (“HMRT”) en el mes, estableciendo a su vez una distinción entre el período estival, el período invernal y el resto de los períodos.

Los precios de las remuneraciones se fijan en pesos argentinos, con un parámetro de ajuste mensual, considerando el IPIM y el IPC, según la siguiente fórmula:

$$F.ACT_{transacción t} = F.ACT_{transacción t-1} * \left( 0,6 * \frac{IPC_{t-2}}{IPC_{t-3}} + 0,4 * \frac{IPIM_{t-2}}{IPIM_{t-3}} \right)$$

Donde:

“IPIM”: es el Índice de Precios Internos al por Mayor publicado por el INDEC

“IPC”: es el Índice de Precios al Consumidor publicado por el INDEC

No obstante, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA que no utilizara la fórmula actualizada.

**Remuneración por Disponibilidad de Potencia:** el precio base para remunerar la potencia a los valores consignados para cada tecnología y escala se determinaba de acuerdo a los siguientes valores de precio base de potencia (PrecBasePot), precio potencia garantizada (PrecPotDIGO) y el Factor De Uso:

| Tecnología/ Escala              | PrecBasePot (Ps./MW-mes) |
|---------------------------------|--------------------------|
| Ciclo combinado grande > 150 MW | 100.650                  |
| Ciclo combinado chico <= 150 MW | 112.200                  |

|                                       |         |
|---------------------------------------|---------|
| Turbina a vapor grande > 100 MW       | 143.550 |
| Turbina a vapor chica <= 100 MW       | 171.600 |
| Turbina a gas grande > 50 MW          | 117.150 |
| Turbina a gas pequeña <= 50 MW        | 151.800 |
| Motores de combustión interna <= 42MW | 171.600 |

| Tecnología/ Escala                    | PrecPotDIGO (Ps./MW-mes) |                    |
|---------------------------------------|--------------------------|--------------------|
|                                       | Invierno y verano        | Períodos restantes |
| Ciclo combinado grande > 150 MW       | 360.000                  | 270.000            |
| Ciclo combinado chico <= 150 MW       | 360.000                  | 270.000            |
| Turbina a vapor grande > 100 MW       | 360.000                  | 270.000            |
| Turbina a vapor chica <= 100 MW       | 360.000                  | 270.000            |
| Turbina a gas grande > 50 MW          | 360.000                  | 270.000            |
| Turbina a gas chica <= 50 MW          | 360.000                  | 270.000            |
| Motores de combustión interna <= 42MW | 420.000                  | 330.000            |

### Factor de Uso (FU):

En cada “n” mes de transacción económica se calculaba el “Factor de Uso” para cada unidad generadora “g” definido como:

$$FU_{gn} = \text{GenAñoMóvil} / (\text{DRPg.n.prom} \times \text{hs año móvil})$$

Donde: DRPg.b.prom: Era la disponibilidad real de potencia promedio de la unidad generadora “g” en el año móvil previo al del mes “n” de emisión de la declaración de transacción económica (DTE).

$$\text{DRPg.n.prom (MW)} = \frac{\sum_{\text{mes } n-12}^{\text{mes } n-1} (\text{DRPg.mes} \times \text{kFM})}{12}$$

Hs año móvil: horas totales en el año móvil previo al del mes “n” de emisión del DTE.

kFM= horas del mes fuera del período de mantenimiento acordado dividido las horas del mes.

GenAñoMovn: Es la generación total de la unidad generadora “g” en el año móvil previo al del mes “n” de emisión del DTE.

Asimismo, la remuneración por la potencia disponible también dependía en la disponibilidad real de potencial (DRP), la que era la disponibilidad media mensual correspondiente al mes “m” de cada máquina generadora de “g” que no se encontrara bajo mantenimientos programados y acordados y que se calculaba para los generadores habilitados térmicos (GHT) tomando los valores horarios registrados en el mes. La aplicación en los cálculos para el mes “m” se realizaba tomando los valores registrados en el mes.

La Resolución N° 31/20 también establecía que la remuneración mensual de potencia era proporcional a la disponibilidad mensual, al Factor de Uso de la unidad de generación y a un precio que variará estacionalmente.

En este sentido, la resolución diferenciaba la remuneración de generadores que no declararon DIGO de lo que sí lo hicieron.

En el caso de que los generadores no declaren DIGO, la remuneración se configuraba con la DRP del mes valorizada al precio mencionado en párrafos anteriores. La disponibilidad se determinaba descontando la potencia indisponible forzada y por mantenimientos programados o acordados.

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

Siendo: kFM= horas del mes fuera del período de mantenimiento acordado/horas del mes.

En el caso de los generadores que si declaraban DIGO, la remuneración de la potencia garantizada ofrecida era una remuneración de potencia disponible que se valorizaba como el precio PrecPotDIGO de acuerdo a lo establecido a continuación:

a) Si  $\text{DRP} \geq \text{DIGO}$

$$\text{REM DIGO (Ps./mes)} =$$

$$(\text{DRP} - \text{DIGO}) (\text{MW}) * \text{kFM} * \text{PrecMinPot} + \text{DIGO} (\text{MW}) * \text{kFM} * \text{PrecPotDIGO}$$

b) Si  $\text{DRP} < \text{DIGO}$

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

Siendo:  $\text{kFM}$  = horas del mes fuera del período de mantenimiento acordado / horas del mes.

La remuneración total de la disponibilidad de la potencia dependía de si los generadores declaraban DIGO o N°

La remuneración total de la disponibilidad de potencia para los generadores que no declaraban DIGO: se calculaba exclusivamente de acuerdo los conceptos anteriormente explicados y su aplicación era en función del Factor de Uso (FU):

- Si  $\text{FU} < 30\%$   $\text{REM TOT} (\text{Ps./mes}) = \text{REM BASE} * 0.6$
- Si  $30\% \leq \text{FU} < 70\%$   $\text{REM TOT} (\text{Ps./mes}) = \text{REM BASE} * (\text{FU} * 0.3)$
- Si  $\text{FU} \geq 70\%$   $\text{REM TOT} (\text{Ps./mes}) = \text{REM BASE}$

Remuneración total por disponibilidad de potencia para los generadores que si declaraban DIGO: se configuraba como la suma de las remuneraciones resultantes de los numerales, según correspondía de acuerdo a los conceptos anteriormente explicados y su aplicación era en función del Factor de Uso (FU):

- Si  $\text{FU} < 30\%$   $\text{REM TOT} (\text{Ps./mes}) = \text{REM DIGO} * 0.6$
- Si  $30\% \leq \text{FU} < 70\%$   $\text{REM TOT} (\text{Ps./mes}) = \text{REM DIGO} * (\text{FU} * 0.3)$
- Si  $\text{FU} \geq 70\%$   $\text{REM TOT} (\text{Ps./mes}) = \text{REM DIGO}$

### La Remuneración por Energía

La remuneración por energía se componía de dos conceptos: energía generada y energía operada. La remuneración por energía del generador se definía por su nodo.

### Remuneración de Energía Generada

Para la generación de origen térmico convencional, se reconocía como máximo, por tipo de combustible consumido por la unidad generadora “g”, los costos variables no combustibles ( $\text{CostoOYMxComb}$ ) indicados en la siguiente tabla por la energía entregada en cada hora:

| Tecnología/Escala                        | CostoOYMxComb            |                             |                       |                                |
|--|--------------------------|-----------------------------|-----------------------|--------------------------------|
|  | Gas Natural<br>(Ps./MWh) | FuelOil/GasOil<br>(Ps./MWh) | BioComb.<br>(Ps./MWh) | Carbón<br>Mineral<br>(Ps./MWh) |
| Ciclo combinado grande > 150<br>MW       | 240                      | 420                         | 600                   | –                              |
| Ciclo combinado chico <= 150<br>MW       | 240                      | 420                         | 600                   | –                              |
| Turbina a vapor grande > 100<br>MW       | 240                      | 420                         | 600                   | 720                            |
| Turbina a vapor chica <= 100<br>MW       | 240                      | 420                         | 600                   | 720                            |
| Turbina a gas grande > 50 MW             | 240                      | 420                         | 600                   | –                              |
| Turbina a gas chica <= 50 MW             | 240                      | 420                         | 600                   | –                              |
| Motores de combustión<br>interna <= 42MW | 240                      | 420                         | 720                   | –                              |

### Remuneración por Energía Operada

La remuneración por energía operada se había fijado en 84 Ps./MWh y se aplicaba a la incorporación de potencia rotante a lo largo del mes. Cuando una unidad de generación operaba en condiciones forzadas, a instancias del generador, la remuneración por energía operada se calculaba considerando solamente el 60% de su capacidad instalada.

### Horas de Máximo Requerimiento Térmico

La remuneración por Horas de máximo requerimiento técnico (HMRT) se aplicaba a la capacidad promedio entregada durante las 25 HMRT del mes relevante, según se describe como HMRT-1 y HMRT-2.

El precio de la remuneración “PrecPHMRT” es 37.500 Ps./MW y se veía afectado por el factor estacional FRPHMRT, conforme se indica en el siguiente cuadro:

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

La remuneración durante HMRT (RemPHMRT) de centrales térmicas se calcula de la siguiente forma:

$$\text{RemPHMRT} = \text{Potgemhrt1} * \text{PrecPHRT} * \text{FRPHMRT1} + \text{Potgemhrt2} * \text{PrecPHRT} * \text{FRPHMRT2}$$

Donde:

Potgemhrt1 es la capacidad generada promedio durante HMRT-1, y

Potgemhrt2 es la capacidad generada promedio durante HMRT-2.

### Remuneración de Generación Hidroeléctrica

La remuneración a los Generadores Habilitados Hidráulicos (GHH) se componía de dos elementos: (i) el pago por potencia disponible mensual de la potencia habilitada y (b) el pago por energía (que conforma por la energía generada y por la energía operada).

### Remuneración por Disponibilidad de Potencia

Esta remuneración dependía del DRP y el precio base de la potencia. Este último se determinaba 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) |
|--|--|
| Unidades HI Grandes con Potencia $P > 300$ MW                    | 99.000   |
| Unidades HI Medias con Potencia $P > 120$ y $\leq 300$ MW        | 132.000  |
| Unidades HI Chicas con Potencia $P > 50$ y $\leq 120$ MW         | 181.500  |
| Unidades HI Renovable con Potencia $P \leq 50$ MW                | 297.000  |
| Unidades bombeo HB Grandes con Potencia $P > 300$ MW             | 99.000   |
| Unidades bombeo HB Medias con Potencia $P > 120$ y $\leq 300$ MW | 132.000  |

DRP era la disponibilidad media mensual correspondiente al mes “m” de cada máquina generadora “g” que no se encuentre bajo mantenimientos programados y acordados que se calculaba 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 realizaba tomando los valores registrados en el mes.

En el caso de las centrales hidroeléctricas de bombeo HB, se debía 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 (REMPBASE (Ps./mes) era calculada conforme la siguiente formula:

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

Siendo: kFM: horas del mes fuera del período de mantenimiento acordado dividido por las horas del mes



## Remuneración por Energía

La remuneración por energía se definía en su nodo. Se comprometía por dos ítems: energía generada y energía operada.

Con respecto a la remuneración por energía generada, se reconocía en cada hora el precio por energía generada de 210 Ps./MWh.

Mientras que la remuneración por energía operada, se representaba por la integración de las potencias horarias en el periodo, valorizada a 84 Ps./MWh. El volumen horario de la energía operada debía corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas a signadas.

Para las centrales de bombeo funcionando como compensador sincrónico el precio de la energía eléctrica generada era de 60 Ps./MVA<sub>r</sub> y de 84 Ps./MWh por la energía operada.

## Horas de Máximo Requerimiento Térmico (HMRT)

Esta remuneración se aplicaba a la disponibilidad de potencia operada promedio de centrales hidroeléctricas durante las 25 HMRT indicadas como HMRT1 y HMRT2.

| Remuneración en HMRT     |             |
|--------------------------|-------------|
| Tecnología/Escala        | PrecPOHMRT  |
|                          | Ps./MW-HMRT |
| Hidro >300 MW            | 25.700      |
| Hidro >120 y <= 300 MW   | 32.500      |
| Hidro > 50 y <= 120 MW   | 32.500      |
| Hidro renovable < 50 MW  | 32.500      |
| Bombeo > 300 MW          | 32.500      |
| Bombeo > 120 y <= 300 MW | 32.500      |

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

| HMRT   | FRPHMRT |       |          |           |
|--------|---------|-------|----------|-----------|
|        | 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 calculaba de la siguiente forma:

$$\text{RemPHMRT} = \text{Potopmhrt1} * \text{PrecPOHRT} * \text{FRPHRT1} + \text{Potopmhrt2} * \text{PrecPOHRT} * \text{FRPHRT2}$$

Donde:

Potopmhrt1: la capacidad operada promedio durante HMRT-1, y

Potgemhrt2: la capacidad operada promedio durante HMRT-2.

## Otras Tecnologías de Generación en el Mercado Spot

La Resolución N° 31/20 establecía que la energía generada a partir de fuentes no convencionales (eólico, solar fotovoltaico, biomasa, biogás) se fijaba en 1.680 Ps./MWh.

Así pues, la remuneración de la energía generada no convencional se obtenía 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 encontraban en proceso previo a la habilitación comercial recibía el 50% de la remuneración indicada hasta alcanzar la habilitación referida.

Con fecha 21 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 440/21, mediante la que se derogó la Resolución N° 31/20, actualizando el régimen de remuneración aplicable a partir del 1 de febrero de 2021.

### Resolución 440/2021

#### Remuneración por Generación Térmica

En lo atinente a la generación de fuentes térmicas, la Resolución 440/2021 disponía que la remuneración de generadores habilitados térmicos se componían de un (i) pago mensual por disponibilidad de potencia y (ii) otro pago por energía.

La remuneración por disponibilidad de potencia se dividía en (i) un precio mínimo asociado a la disponibilidad real de potencia (DRP) y (ii) un precio por la potencia garantizada relacionado con el cumplimiento de disponibilidad de potencia garantizada ofrecida (DIGO). DIGO era la disponibilidad de potencia ofrecida por un generador térmico habilitado para cada unidad de generación “g” durante cada período de DIGO (es decir: (a) período estival: diciembre-enero-febrero, (b) período invernal: junio-julio-agosto, (c) resto de los períodos: (c1) marzo-abril-mayo, (c2) septiembre-octubre-noviembre). La remuneración de la energía se veía afectada por el Factor de Uso (FU) de la unidad generadora.

La remuneración por energía era la suma de dos componentes: (i) uno en función de la energía generada y (ii) otro vinculado a la energía operada (asociada a la potencia rotante en cada hora). El volumen horario de la energía operada debía corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas a signadas. La remuneración por energía del generador se definía por su nodo.

Finalmente, existía un concepto de remuneración adicional para la energía por las primeras 25 horas (HMRT-1) y las segundas 25 horas (HMRT-2) de máximo requerimiento técnico (“HMRT”) en el mes, estableciéndose también una distinción entre el período estival, el período invernal y el resto de los períodos.

**Remuneración por disponibilidad de potencia:** el precio base para remunerar la potencia de fuentes térmicas se calculaba de acuerdo con los siguientes valores de precio base de potencia (PrecBasePot), precio potencia garantizada (PrecPotDIGO) y Factor de Uso (FU):

| Tecnología / Escala                    | PrecBasePot<br>(Ps./MW-mes) |  |
|--|-----------------------------|--|
| Ciclo combinado grande > 150 MW        | 129.839                     |  |
| Ciclo combinado chico <= 150 MW        | 144.738                     |  |
| Turbina a vapor grande > 100 MW        | 185.180                     |  |
| Turbina a vapor chica <= 100 MW        | 221.364                     |  |
| Turbina a gas grande > 50 MW           | 151.124                     |  |
| Turbina a gas pequeña <= 50 MW         | 195.822                     |  |
| Motores de combustión interna <= 42 MW | 221.364                     |  |

| Tecnología / Escala                       | PrecPotDIGO (Ps./MW-mes) |                       |
|---|--------------------------|-----------------------|
|   | Invierno y<br>verano     | Períodos<br>restantes |
| Ciclo combinado grande > 150 MW           | 464.400                  | 348.300               |
| Ciclo combinado chico <= 150 MW           | 464.400                  | 348.300               |
| Turbina a vapor grande > 100 MW           | 464.000                  | 348.300               |
| Turbina a vapor chica <= 100 MW           | 464.000                  | 348.300               |
| Turbina a gas grande > 50 MW              | 464.000                  | 348.300               |
| Turbina a gas chica <= 50 MW              | 464.000                  | 348.300               |
| Motores de combustión<br>interna <= 42 MW | 541.800                  | 425.700               |

#### Factor de Uso (FU):

En cada “n” mes de transacción económica se calculaba el “Factor de Uso” para cada unidad generadora “g” definido como:

$$FU_{gn} = \text{GenopAñoMóvn} / (\text{DRPg.n.prom} \times \text{hs año móvil})$$

Donde:

GenopAñoMóvn: energía operada total de la unidad generadora “g” en el año móvil previo al del mes “n” de emisión de la declaración de transacción económica (DTE).



Hs año móvil: horas totales en el año móvil previo al del mes “n” de emisión de la DTE

DRPg.b.prom: la disponibilidad real de potencia promedio de la unidad generadora “g” en el año móvil previo al del mes “n” de emisión de la declaración de transacción económica (DTE).

$$\text{DRPg.n.prom (MW)} = \frac{\sum_{mes\ n-12}^{mes\ n-1} (\text{DRPg.mes} \times \text{kFM})}{12}$$

**Donde:**

kFM= horas del mes fuera de mantenimiento acordado dividido las horas del mes.

Asimismo, la remuneración por la potencia disponible también dependía de la disponibilidad real de potencial (DRP), la que era la disponibilidad media mensual correspondiente al mes “m” de cada máquina generadora “g” que no se encontrara bajo mantenimientos programados y acordados y que se calculaba para los generadores habilitados térmicos (GHT) tomando los valores horarios registrados en el mes. La aplicación en los cálculos para el mes “m” se realizaba tomando los valores registrados en el mes.

La Resolución N° 440/2021 también establecía que la remuneración mensual de potencia era 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 dependía 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 determinaba de la siguiente forma:

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

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

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

a) Si  $\text{DRP} \geq \text{DIGO}$

$$\text{REM DIGO (Ps./mes)} = (\text{DRP} - \text{DIGO}) (\text{MW}) * \text{kFM} * \text{PrecMinPot} + \text{DIGO (MW)} * \text{kFM} * \text{PrecPotDIGO}$$

b) Si  $\text{DRP} < \text{DIGO}$

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

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

La remuneración total de la disponibilidad de la potencia dependía de si los generadores declaraban DIGO o no.

La remuneración total de la disponibilidad de potencia para los generadores que no declaraban DIGO: se calculaba exclusivamente de acuerdo a los conceptos anteriormente explicados y su aplicación era función del Factor de Uso (FU):

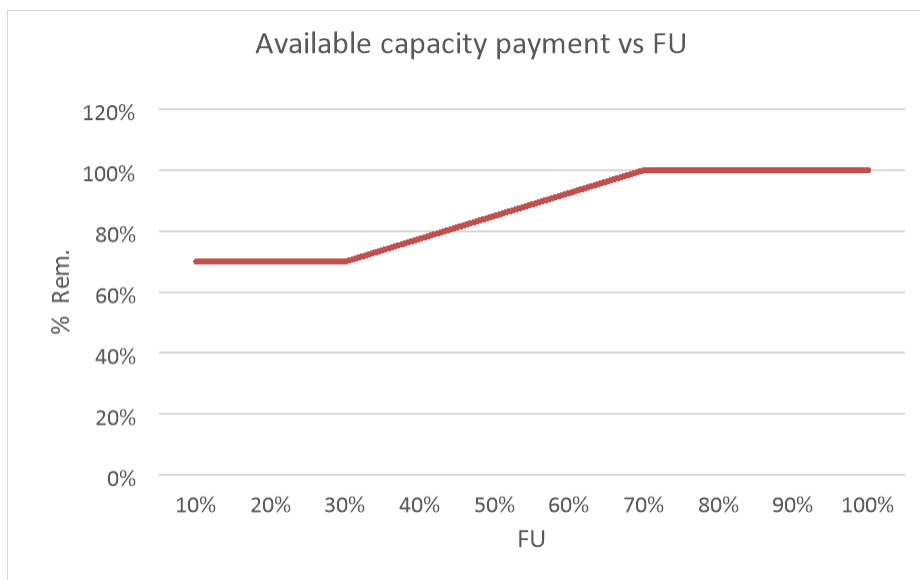
- Si  $\text{FU} < 30\%$   $\text{REM TOT (Ps./mes)} = \text{REM BASE} * 0.7$
- Si  $30\% \leq \text{FU} < 70\%$   $\text{REM TOT (Ps./mes)} = \text{REM BASE} * (\text{FU} * 0,75 + 0,475)$
- Si  $\text{FU} \geq 70\%$   $\text{REM TOT (Ps./mes)} = \text{REM BASE}$

Remuneración total por disponibilidad de potencia para los generadores que si declaraban DIGO: se configuraba como la suma de las remuneraciones resultantes de los numerales y su aplicación será en función del Factor de Uso (FU):

- Si  $\text{FU} < 30\%$   $\text{REM TOT (Ps./mes)} = \text{REM DIGO} * 0.7$
- Si  $30\% \leq \text{FU} < 70\%$   $\text{REM TOT (Ps./mes)} = \text{REM DIGO} * (\text{FU} * 0,75 + 0,475)$
- Si  $\text{FU} \geq 70\%$   $\text{REM TOT (Ps./mes)} = \text{REM DIGO}$

El siguiente gráfico describía el efecto del FU en la Remuneración por Disponibilidad de Potencia:





### La Remuneración por Energía

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

### Remuneración de Energía Generada

Para la generación de origen térmico convencional, se reconocía 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:

| Tecnología/Escala                      | CostoOYMxComb            |                             |                       |                             |
|--|--------------------------|-----------------------------|-----------------------|-----------------------------|
|  | Gas Natural<br>(Ps./MWh) | FuelOil/GasOil<br>(Ps./MWh) | BioComb.<br>(Ps./MWh) | Carbón Mineral<br>(Ps./MWh) |
| Ciclo combinado grande > 150 MW        | 310                      | 542                         | 774                   | –                           |
| Ciclo combinado chico <= 150 MW        | 310                      | 542                         | 774                   | –                           |
| Turbina a vapor grande > 100 MW        | 310                      | 542                         | 774                   | 929                         |
| Turbina a vapor chica <= 100 MW        | 310                      | 542                         | 774                   | 929                         |
| Turbina a gas grande > 50 MW           | 310                      | 542                         | 774                   | –                           |
| Turbina a gas chica <= 50 MW           | 310                      | 542                         | 774                   | –                           |
| Motores de combustión<br>interna<=42MW | 310                      | 542                         | 774                   | –                           |

### Remuneración por Energía Operada

La remuneración por energía operada se fijó en 108 Ps./MWh y se aplicaba a la incorporación de potencia rotante a lo largo del mes. Cuando una unidad de generación operaba en condiciones forzadas, a instancias del generador, la remuneración por energía operada se calculaba considerando solamente el 60% de su capacidad instalada.

### Horas de Máximo Requerimiento Térmico

La remuneración por Horas de máximo requerimiento técnico (HMRT) se aplicaba a la capacidad promedio entregada durante las 25 HMRT del mes relevante, según se describe más arriba como HMRT-1 y HMRT-2.



El precio de la remuneración “PrecPHMRT” era 48.375 Ps./MW y se veía afectado por el factor estacional FRPHMRT, conforme se indica en el siguiente cuadro:

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

La remuneración durante HMRT (RemPHMRT) de centrales térmicas se calculaba de la siguiente forma:

$$\text{RemPHMRT} = \text{Potgemhrt1} * \text{PrecPHRT} * \text{FRPHMRT1} + \text{Potgemhrt2} * \text{PrecPHRT} * \text{FRPHMRT2}$$

Donde:

Potgemhrt1: la capacidad generada promedio durante HMRT-1, y

Potgemhrt2: la capacidad generada promedio durante HMRT-2.

### Remuneración de Generación Hidroeléctrica

La remuneración a los Generadores Habilitados Hidráulicos (GHH) se componía de dos elementos: (i) el pago por potencia disponible mensual de la potencia habilitada y (b) el pago por energía (que conforma por la energía generada y por la energía operada).

### Remuneración por Disponibilidad de Potencia

Esta remuneración dependía del DRP y el precio base de la potencia. Este último se determinaba 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) |
|---|--|
| Unidades HI Grandes con Potencia P > 300 MW               | 134.095  |
| Unidades HI Medias con Potencia P > 120 y ≤ 300 MW        | 178.794  |
| Unidades HI Chicas con Potencia P > 50 y ≤ 120 MW         | 245.842  |
| Unidades HI Renovable con Potencia P ≤ 50 MW              | 402.287  |
| Unidades bombeo HB Grandes con Potencia P > 300 MW        | 134.096  |
| Unidades bombeo HB Medias con Potencia P > 120 y ≤ 300 MW | 178.794  |

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

DRP era la disponibilidad media mensual correspondiente a l mes “m” de cada máquina generadora “g” que no se encontraba bajo mantenimientos programados y acordados que se calculaba 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 realizaba tomando los valores registrados en el mes. En el caso de las centrales hidroeléctricas de bombeo HB, se debía 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 (REMPBASE (Ps./mes) era calculada conforme la siguiente formula:

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

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

### Remuneración por Energía

La remuneración por energía se definía en su nodo. Se configuraba por dos ítems: energía generada y energía operada.

Con respecto a la remuneración por energía generada, se reconocía en cada hora el precio por energía generada de 271 Ps./MWh.

Mientras que la remuneración por energía operada, se representaba por la integración de las potencias horarias en el periodo, valorizada a 108 Ps./MWh. El volumen horario de la energía operada debía corresponderse con el despacho óptimo para el cumplimiento de la energía y reservas asignadas.

Para las centrales de bombeo funcionando como compensador sincrónico el precio de la energía eléctrica generada era de 77 Ps./MVA y de 108 Ps./MWh por la energía operada.

### Horas de Máximo Requerimiento Térmico (HMRT)

Esta remuneración se aplicaba a la disponibilidad de potencia operada promedio de centrales hidroeléctricas durante las 25 HMRT indicadas como HMRT1 y HMRT2.

| Remuneración en HMRT     |             |
|--------------------------|-------------|
| Tecnología/Escala        | PrecPOHMRT  |
|                          | Ps./MW-HMRT |
| Hidro >300 MW            | 35.475      |
| Hidro >120 y <= 300 MW   | 41.925      |
| Hidro > 50 y <= 120 MW   | 41.925      |
| Hidro renovable < 50 MW  | 45.150      |
| Bombeo > 300 MW          | 35.475      |
| Bombeo > 120 y <= 300 MW | 41.925      |

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

| HMRT   | FRPHMRT |       |          |           |
|--------|---------|-------|----------|-----------|
|        | 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 calculaba de la siguiente forma:

$$\text{RemPHMRT} = \text{Potopmhrt1} * \text{PrecPOHRT} * \text{FRPHRT1} + \text{Potopmhrt2} * \text{PrecPOHRT} * \text{FRPHRT2}$$

Donde:

Potopmhrt1: la capacidad operada promedio durante HMRT-1, y

Potgemhrt2: la capacidad operada promedio durante HMRT-2.

### Otras Tecnologías de Generación en el Mercado Spot

La Resolución N° 440/21 establecía que la energía generada a partir de fuentes no convencionales (eólico, solar fotovoltaico, biomasa, biogás) se fijaba en 2.167 Ps./MWh.

Así pues, la remuneración de la energía generada no convencional se obtenía 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:

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

La generación proveniente de unidades que se encontraban en proceso previo a la habilitación comercial recibía 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% para el cálculo de la remuneración por potencia y también dispuso un adicional en el precio de la energía (energía generada) que dependía de las exportaciones de energía mensuales. Estos cambios tenían vigencia desde septiembre de 2021 hasta febrero de 2022 conforme a la Resolución N° 1037/2021.

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

El 22 de agosto de 2017, el Ministerio de Energía y Minería publicó la Resolución N° 281 -E/17 (“Resolución N° 281”) para el Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (CAE privados entre generadores y Grandes Usuarios, auto generadores, cogeneradores y comercializadores). La Resolución N° 281 fue posteriormente modificada mediante la Resolución N° 230/2019 emitida por la entonces Secretaria de Gobierno de Energía y mediante las Resoluciones N° 551/2021, 14/2022 y 370/2022 emitidas por la Secretaría de Energía.

El objeto de la Resolución N° 281 es fomentar el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, conforme lo dispuesto por la Ley N° 26.190 y modificado y ampliado por la Ley N° 27.191, 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 N° 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 CAE privados, o (iii) el desarrollo de un proyecto de autogeneración o un proyecto de cogeneración.

Como principio general, los CAE 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 N° 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 N° 712/2009 o N° 108/2011 que ingresen en operación comercial con posterioridad 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; y
5. centrales de generación de energía eléctrica de fuente renovable (por ejemplo, en el marco de 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 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.

La Resolución N° 370/2022 creó el “Mecanismo de Comercialización de Energía Eléctrica de Fuente Renovable Para Distribuidores”, a fin de habilitar la comercialización de energía eléctrica de fuente renovable entre Agentes Distribuidores del MEM y/o Prestadores del Servicio Público de Distribución con Agentes Generadores, Auto generadores y Cogeneradores en el marco de las Transacciones Económicas del MEM, conforme lo dispuesto en la Ley N° 27.191.

## **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, el crecimiento histórico del consumo energético fue del 289% anual en los últimos 60 años, con una media del 2,0% anual desde el 2002, a pesar de que en el período entre 2002 y 2021 el crecimiento económico se elevó a una media del 3% 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 gaseoso, de naftas y especialmente eléctrico.

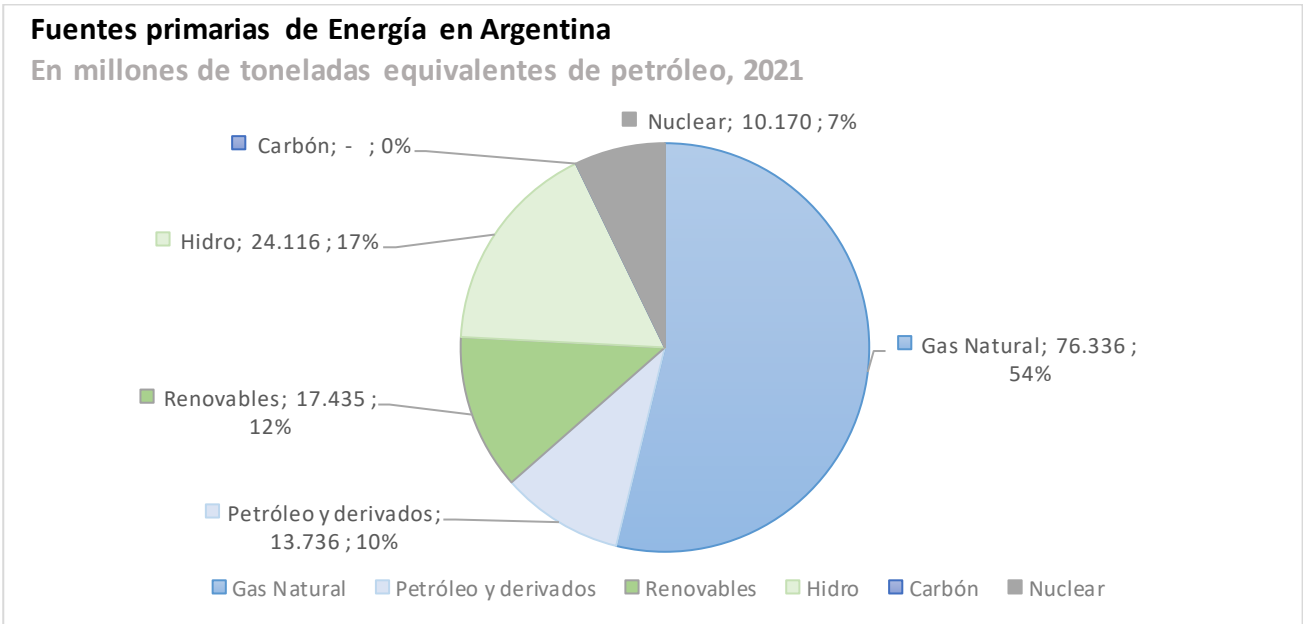
La elasticidad del consumo energético en relación al PBI en las últimas dos décadas es menor a anteriores, con lo cual las restricciones a la demanda energética o la necesidad de realizar importaciones energéticas si la oferta doméstica fuera insuficiente podrían incrementarse si el desarrollo industrial 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 2021 fue de aproximadamente 64%, comparado con 61,06% en 2019, 63,8% en 2018 y 64,87% en 2017.

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 54% del consumo de energía es dependiente del gas natural, con una penetración de consumo gaseífero en el mercado de energía superior a la mayoría de los países de grandes producciones excedentes de gas natural.

**Estructura de la Oferta Eléctrica en la Argentina**



Según informó CMMESA, la capacidad instalada nominal en Argentina era de 42.989 MW al 31 de diciembre de 2021. No obstante, la capacidad disponible de generación operativa de energía eléctrica pudo estimarse en un momento en torno a 32.274 MW como promedio de 2020. La disponibilidad estimada por CMMESA para unidades de generación térmica asciende a cerca del 80% 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 a su vez 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 2021, el pico máximo de consumo se dio el 29 de diciembre con 27.320 MW.

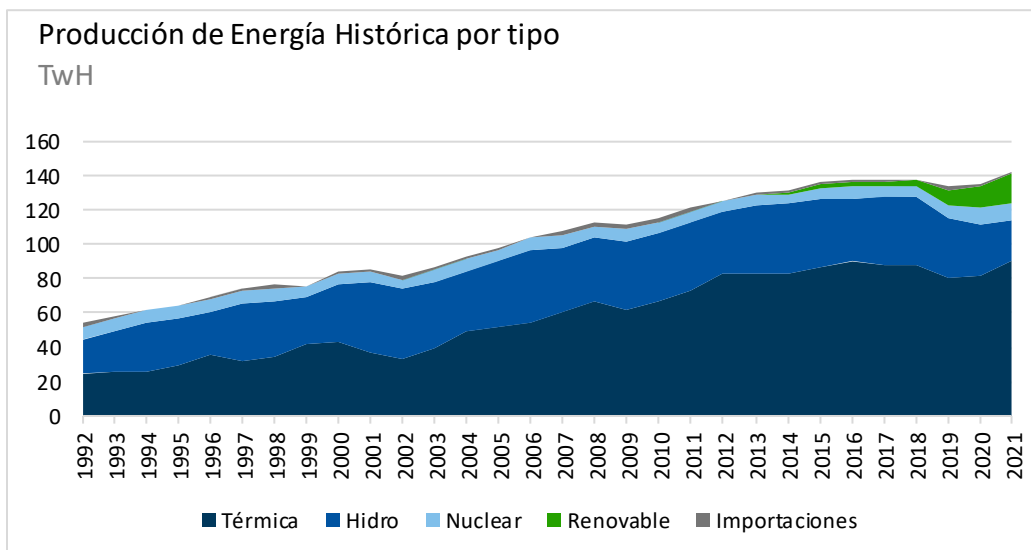
En Argentina existen tres centros de oferta de generación de energía eléctrica principales:

- 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:

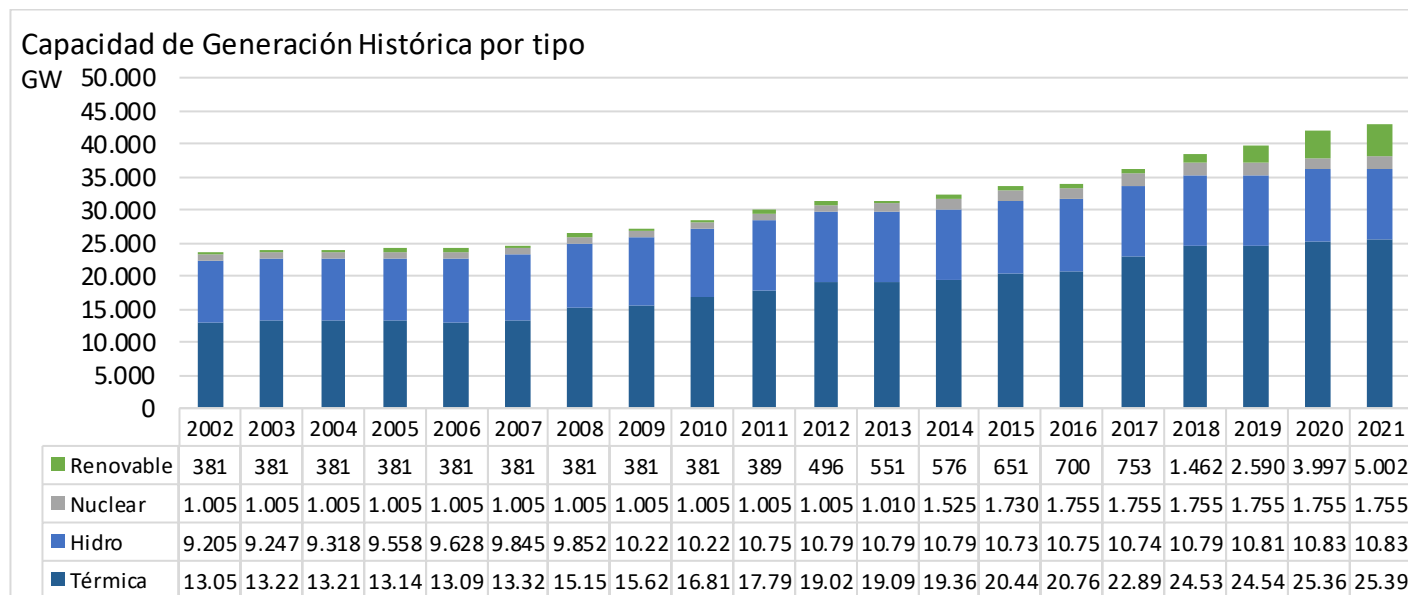
- NOA-NEA
- Comahue-Cuyo
- Sur de la Patagonia

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:



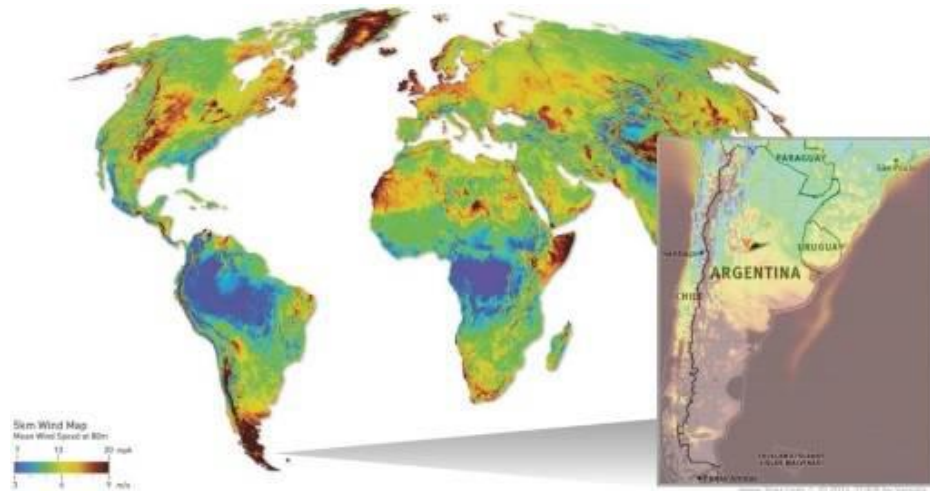
Fuente: CAMMESA

### 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.

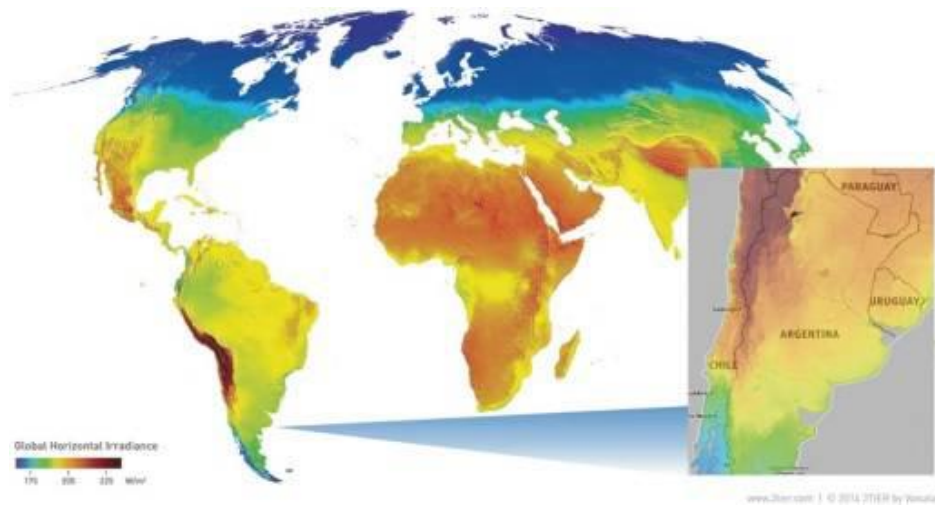


## Promedio de velocidad del viento



Fuente: Vaisala – 3Tier

## Promedio global de radiación solar horizontal



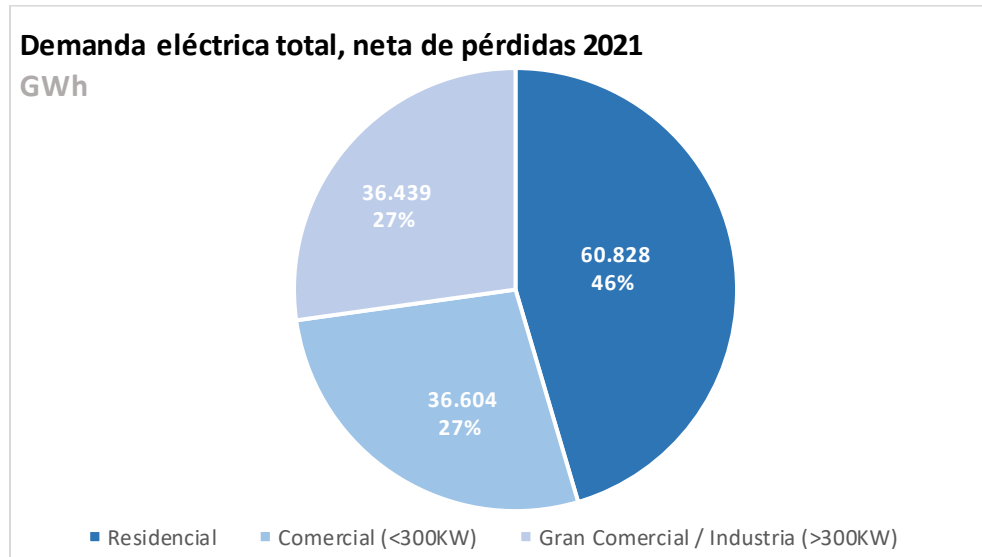
Fuente: Vaisala – 3Tier

## 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.

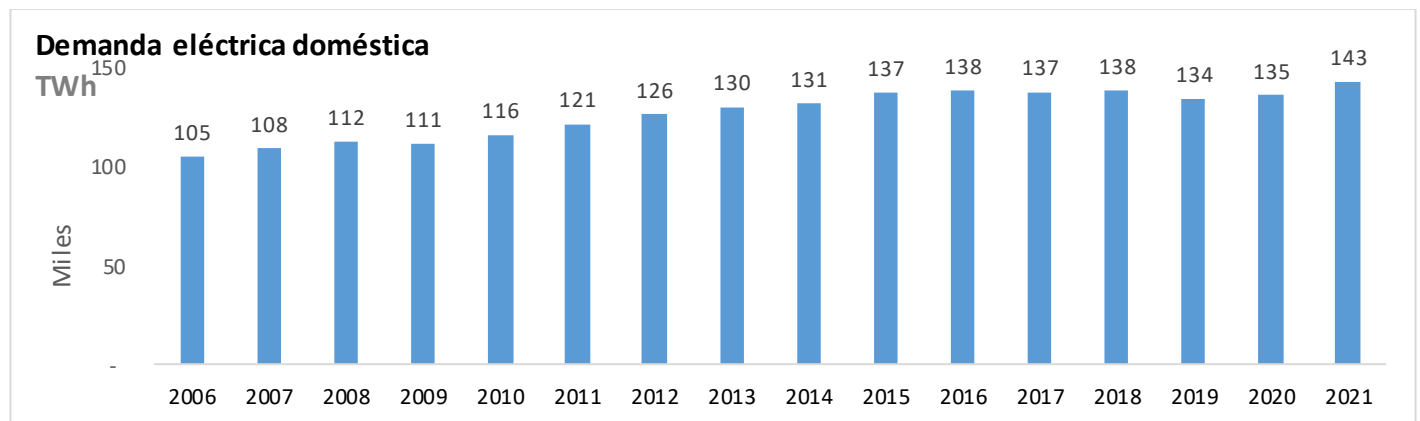


El siguiente gráfico muestra la demanda de energía eléctrica en el año 2021 según el tipo de consumidor:



Fuente: CAMMESA

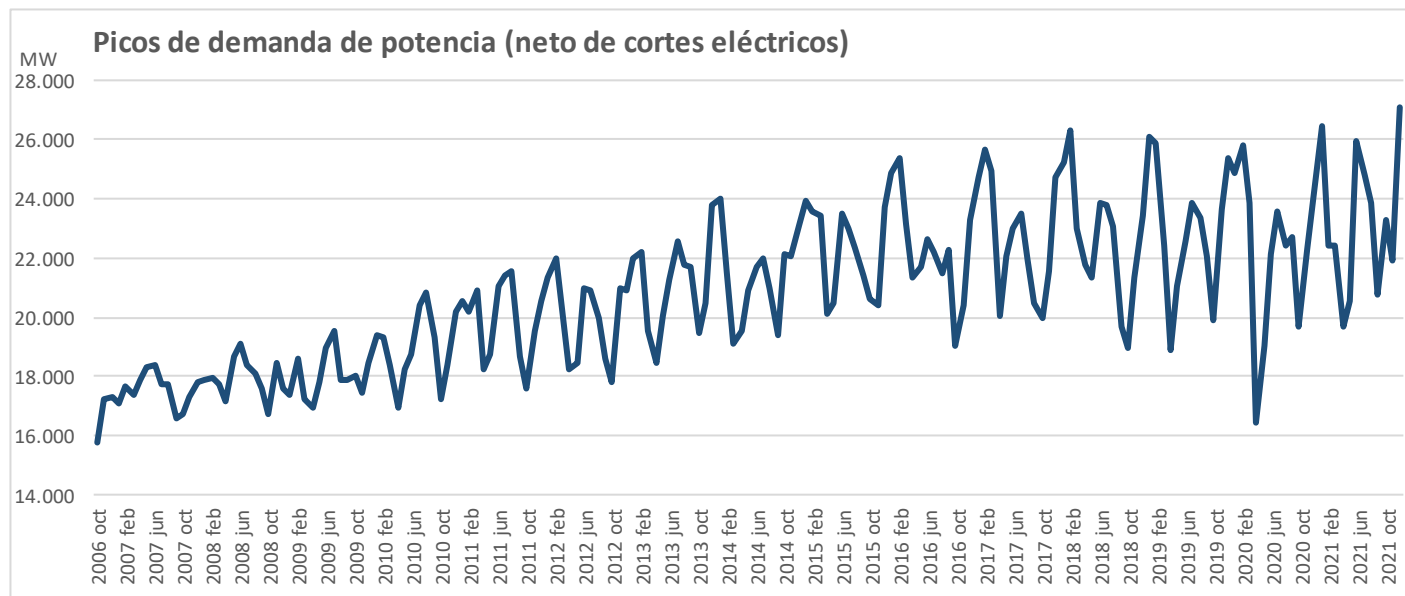
El siguiente gráfico muestra la evolución de la demanda de energía eléctrica durante los últimos años:



Fuente: CAMMESA

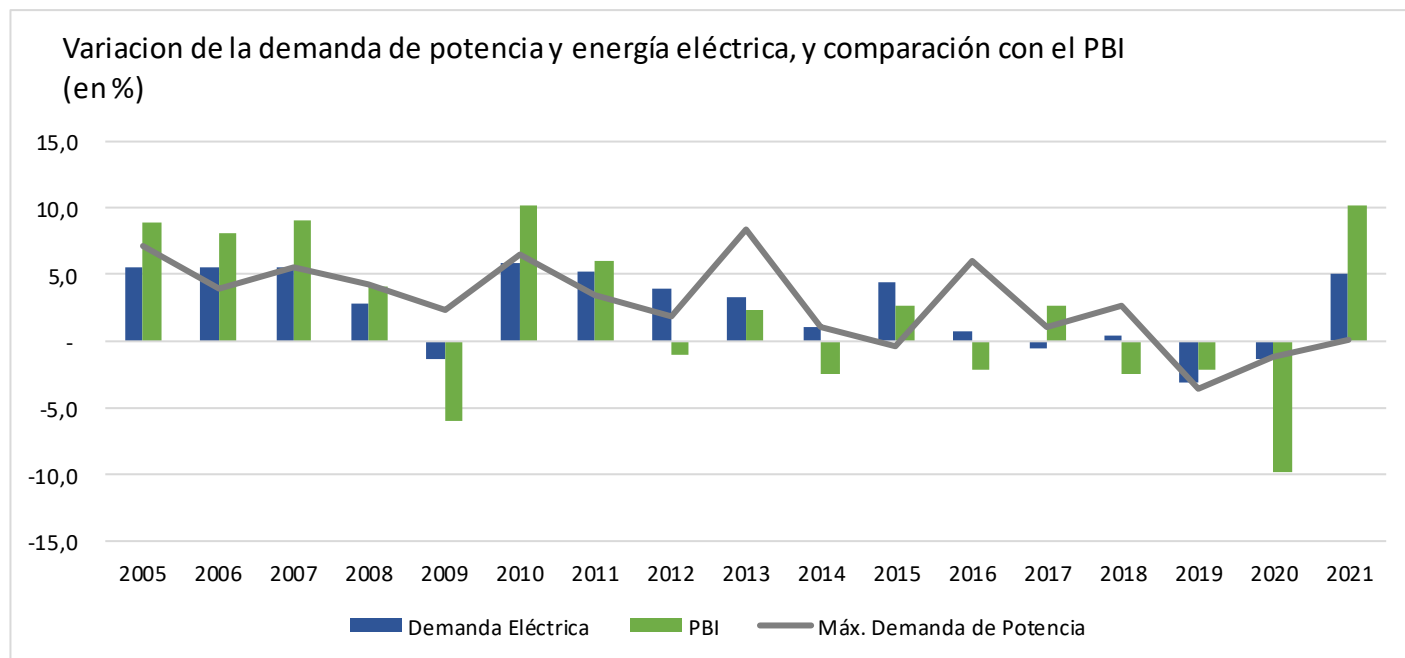


El siguiente gráfico ilustra la demanda de energía desde octubre de 2006 hasta diciembre de 2021:



Fuente: CAMMESA

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:

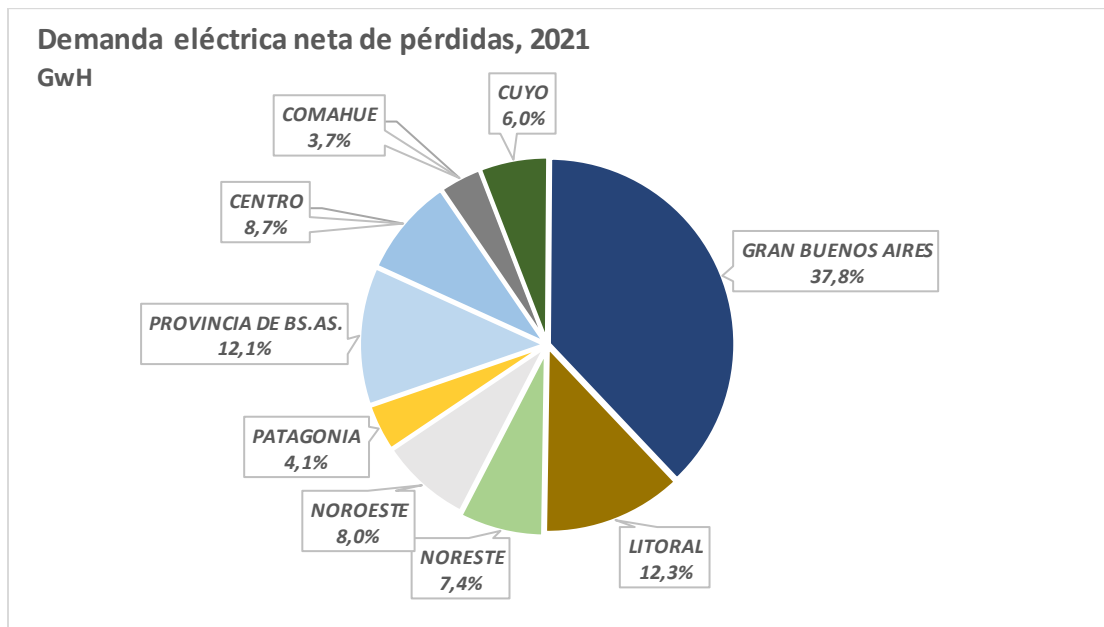


Fuente: CAMMESA, INDEC

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 62% 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 2021:



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.

La demanda de energía durante las horas de cada mes registró un crecimiento en 2006, lo que refleja el fuerte incremento de la actividad industrial y del consumo masivo en la economía. Dicha demanda decayó debido a las restricciones al consumo eléctrico industrial durante el invierno de 2007 y a la crisis internacional de fines de 2008 y principios de 2009. Sin embargo, dicho descenso en el consumo se revirtió entre mediados de 2011 y 2016 debido al crecimiento de la demanda. 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.

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 a 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%, 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 (+5,2%), principalmente a raíz de un aumento de 13,2% en la demanda industrial y de 4,4% en la demanda comercial. La demanda residencial en 2021 aumentó un 9,5% 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.

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. El 8 de febrero de 2018 se alcanzó un nuevo pico de consumo de 26.320 MW, sin mayores restricciones en la demanda.

Además el 29 de enero de 2019, se alcanzó un nuevo récord de consumo de energía de un total de 544,4 GWh consumida, pero sin restricciones a la demanda.

| <b>Récords de consumo de potencia y energía</b> |   |        |                       |        |                      |                        |
|---|---|--------|-----------------------|--------|----------------------|------------------------|
|   | <b>Récords anteriores</b>                   |        | <b>Nuevos récords</b> |        | <b>Variación (%)</b> | <b>Variación (MW)</b>  |
|   | <b>Peak of electric power capacity (MW)</b> |        |                       |        |                      |                        |
| Día hábil .....                                 | 8 de feb. de 2018                           | 26,320 | 29 de dic. de 2021    | 27,088 | 2,9%                 | 768                    |
| Sábado .....                                    | 30 de dic. de 2017                          | 22,543 | 31 de dic. de 2021    | 23,577 | 4,6%                 | 1034                   |
| Domingo .....                                   | 28 de feb. 2017                             | 22,346 | 27 de junio de 2021   | 23,301 | 4,3%                 | 955                    |
|   | <b>Energía (GWh)</b>                        |        |                       |        | <b>Variación (%)</b> | <b>Variación (GWh)</b> |
| Día hábil .....                                 | 8 de feb. de 2018                           | 543,0  | 29 de ene. de 2019    | 544,4  | 0,3%                 | 1,4                    |
| Sábado .....                                    | 18 de ene. de 2014                          | 477,9  | 30 de dic. de 2017    | 478,4  | 0,1%                 | 0,5                    |
| Domingo .....                                   | 26 de feb. 2017                             | 437,6  | 24 de ene. de 2021    | 457,8  | 4,6%                 | 20,2                   |

Fuente: CAMMESA

El atendimiento de la demanda de potencia máxima del 29 de diciembre de 2021, fue cubierto con suministros de energía térmica de 16.038 MW, energía hidroeléctrica de 5.929 MW, energía nuclear de 1.339 MW, y energía renovable de 2.791 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.

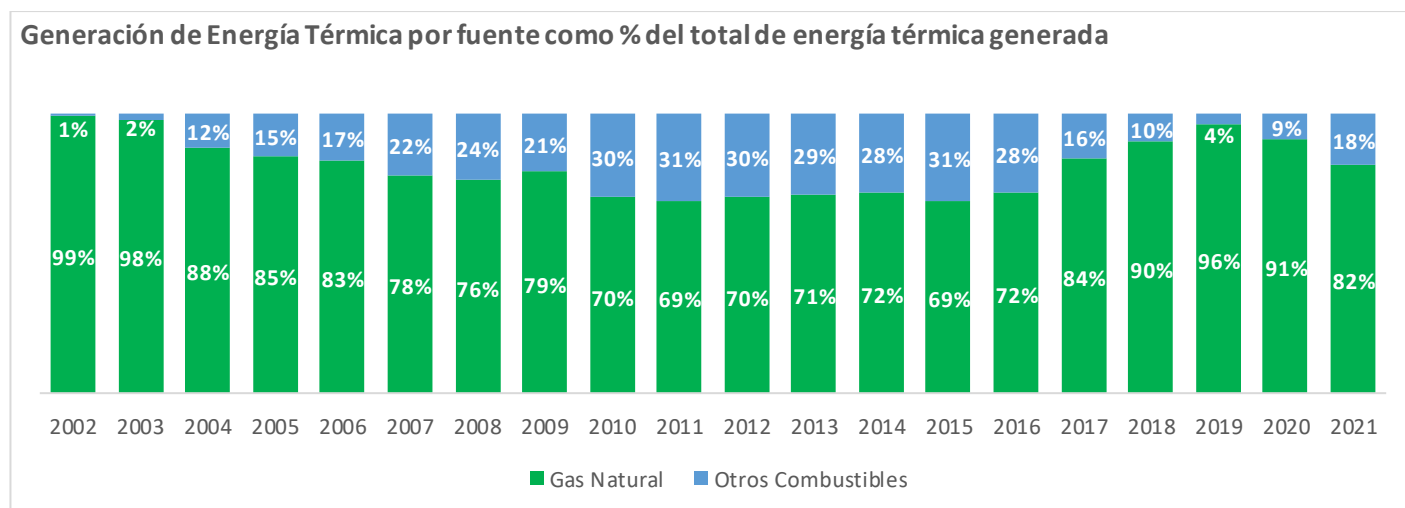
Pese a todos los esfuerzos realizados, parece poco probable que la totalidad de la capacidad nominal se encuentre disponible en cualquier momento dado. Por el contrario, el sector de generación de energía eléctrica anticipa y considera un porcentaje de indisponibilidad que puede oscilar entre el 20% y el 25%, 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%, cayó por debajo del 20% 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 Yacretá considera la potencia disponible para Argentina, que es de 2.745 MW. La capacidad total de Yacretá 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.

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 a un que 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 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 originaron 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 a un 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. Los precios se han recuperado desde entonces, pero se han mantenido por debajo de lo pico de 2018.

### **Consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica de uso comercial**



Fuente: CAMMESA, análisis de la Compañía

Tras el invierno de 2014, se produjo una fuerte caída de los precios internacionales del petróleo que permitió reducir los costos de generación de energía termoeléctrica. Debido a la escasez de gas, se registró un incremento en el uso de combustibles alternativos destinados a la generación de energía eléctrica el cual, desde el año 2016, se ha revertido casi por completo, tal como se indica en el



gráfico anterior, principalmente debido a la mayor producción de gas natural de yacimientos no convencionales. Se espera que este escenario de alta participación de la generación de energía termoeléctrica se acentúe en los próximos seis años al menos, como consecuencia de los 2,9 GW de nueva capacidad de generación eléctrica.

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.

|                                       |   |
|---------------------------------------|---|
| <b>Emisora</b>                        | Central Puerto S.A.   |
| <b>Monto del Programa</b>             | Hasta un monto total de US\$ 500.000.000 (o su equivalente en otras monedas y/o unidades de valor) de valor nominal de Títulos en circulación.  |
| <b>Duración del Programa</b>          | 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 N°20.847 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.  |
| <b>Clases y/o Series</b>              | 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 “ <u>Términos y Condiciones</u> ”). 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 y/o unidades de valor. |
| <b>Garantía</b>                       | 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.   |
| <b>Factores de Riesgo</b>             | 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 “ <i>Factores de Riesgo</i> ” del presente.   |
| <b>Organizador</b>                    | 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.   |
| <b>Fiduciario</b>                     | 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, <i>trustee</i> o figura similar que actuará en beneficio de los Tenedores de dicha Clase y/o Serie (los “ <u>Tenedores</u> ”), y que tendrá aquellos derechos y obligaciones que surjan del contrato de fideicomiso o “ <i>indenture</i> ” respectivo.  |
| <b>Agente de Registro y/o de Pago</b> | 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.   |
| <b>Agentes Colocadores</b>            | 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.   |

|   |   |
|---|---|
| <b>Listado, Negociación y Oferta</b>          | 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 regulaciones 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 la modifique o complemente.   |
| <b>Sistemas de compensación</b>               | Caja de Valores S.A. (“ <u>CVSA</u> ”) 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.  |
| <b>Forma de los Títulos. Título Ejecutivo</b> | 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 “ <u>Obligaciones Negociables Nominativas</u> ”). 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 “ <i>Términos y Condiciones de los Títulos – Forma</i> ” en el presente Prospecto.  |
|   | Las Obligaciones Negociables podrán ser emitidas en forma de títulos globales provisionarios (las “ <u>Obligaciones Negociables Provisionarias</u> ”) canjeables por títulos definitivos globales o individuales (las “ <u>Obligaciones Negociables Definitivas</u> ”) 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 N° 24.587 de Nominatividad de los Títulos Valores Privados, vigente desde el 22 de noviembre de 1995, y su decreto reglamentario N° 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 a similares 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 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 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.



|   |   |
|---|---|
| <b>Intereses</b>                            | 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.   |
| <b>Denominaciones</b>                       | 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.  |
| <b>Calificaciones</b>                       | 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.   |
| <b>Compromisos</b>                          | La Emisora ha asumido ciertos compromisos según se describe en la Subsección 5 ( <i>Compromisos</i> ) de la Sección “ <i>Términos y Condiciones de los Títulos</i> ” del presente Prospecto.  |
| <b>Incumplimiento de otras obligaciones</b> | Los Títulos se encontrarán sujetos al cumplimiento de otras obligaciones por parte de la Emisora, según se describe en la Subsección 10 ( <i>Supuestos de Incumplimiento</i> ) de la Sección “ <i>Términos y Condiciones de los Títulos</i> ” del presente Prospecto.   |
| <b>Impuestos</b>                            | 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 ( <i>Impuesto – Montos Adicionales</i> ) de la Sección “ <i>Términos y Condiciones de los Títulos</i> ” 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.  |
| <b>Ley Aplicable</b>                        | <p>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.</p> <p>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 (<i>indenture</i>) 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 a aquellas relativas a las asambleas, las cuales se regirán por la legislación argentina.</p> |
| <b>Jurisdicción</b>                         | Según se indica en la Subsección 17(b) ( <i>Ley aplicable y jurisdicción</i> ) de la Sección “ <i>Términos y Condiciones de los Títulos</i> ” del presente Prospecto, sujeto a lo previsto en la Subsección 17(c) ( <i>Ley aplicable y jurisdicción</i> ), 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 del MAE. 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.

### **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 N° 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 y/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 y/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 modifique 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 a signe 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 N° 23.576 de Obligaciones Negociables y sus modificatorias.

“**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 N° 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 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.

**(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 encontraran 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 N° 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.
- (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 posee 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 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.
- (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):

(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 lista da 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 siguiente 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 pague 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.
- (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 hubiera), 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 hacia, 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 a la 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 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 descrito, 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 renunciaciones 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 a note 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 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 registrarán 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 del MAE.
- (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.



## 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.
- Desde el 1 de julio de 2018, 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 del actual conflicto entre Rusia y Ucrania.
- 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.
- Cobranza: pagos de Cammesa y otros clientes del sector eléctrico.
- 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 Eléctrica 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 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 rescisión 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 Lima y 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 en forma rentable depende, en gran medida, de la existencia de condiciones eólicas y climáticas asociadas adecuadas.
- El cambio climático y la transición energética podrían afectar el negocio de la Emisora.
- Las centrales eléctricas de la Emisora están sujetas al riesgo de averías mecánicas y eléctricas. Así pues, la consiguiente falta de disponibilidad de dichas centrales podría afectar la capacidad de la Emisora de cumplir con sus compromisos contractuales y de otra índole y, por lo tanto, afectar adversamente su negocio y sus 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 regulaciones.
- 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.
- La Emisora podría verse afectada por cambios en las prácticas de reporte de la LIBOR o en el método de determinación de la LIBOR.
- El brote de una enfermedad, incluso el COVID-19, 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.*



*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***

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 precio; (vii) shocks económicos externos adversos; (viii) los efectos de la pandemia de COVID-19 y el resultado de las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional; (ix) cambios en las políticas económicas o fiscales implementadas por el Gobierno Nacional, tanto cambios como en su composición y estructura; (x) conflictos laborales y huelgas; (xi) el nivel de gasto incurrido por el Gobierno Nacional y su capacidad para mantener el equilibrio fiscal; (xii) 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.

Debido al elevado desempleo en los últimos años, a través del Decreto N° 34/19 el gobierno nacional declaró la emergencia pública en materia ocupacional, extendida actualmente, a través del Decreto 886/2021, hasta el 30 de junio de 2022. Asimismo, el Decreto 886/2021 estableció que un incremento a la indemnización por despido sin causa de un 75% cuando el despido es desde el 1° de enero de 2022 y hasta el 28 de febrero de 2022; del 50% cuando el despido es desde el 1° de marzo de 2022 y hasta el 30 de abril de 2022; y del 25% cuando el despido es desde el 1° de mayo de 2022 y hasta el 30 de junio de 2022.

En el pasado, ciertos gobiernos 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, afectar negativamente la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. La incertidumbre respecto de 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.

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.

***Desde el 1 de julio de 2018, 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 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 2021, el Peso se depreció un 17,56% aproximadamente, y un 17,71% desde el 30 de diciembre de 2021 hasta el 28 de junio de 2022 con relación al dólar estadounidense. El 1 de julio de 2022, el tipo de cambio vendedor era de Ps. 125,45 por U\$S 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 2021, aproximadamente el 100% de los pasivos financieros de la Emisora se encontraban denominados en dólares estadounidenses.

La Emisora continúa sumamente expuesta a riesgos 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 a tesoroamiento 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; (v) ciertos planes de refinanciación obligatorios; e (vi) 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 adversamente la economía argentina, así como también el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones de la Emisora. Véase “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.

En 2020, el Gobierno Nacional entabló negociaciones con acreedores argentinos para restablecer la sustentabilidad de la deuda pública externa. En agosto de 2020, el Gobierno Nacional restructuró unos U\$S 66,5 mil millones en bonos globales en moneda extranjera emitidos bajo legislación extranjera y los canjeó por bonos nuevos. Asimismo, Argentina llegó a un acuerdo con los socios del Club de París en el marco del Acuerdo de Liquidación del Club de París 2014 para extender el vencimiento de sus obligaciones hasta marzo de 2022. A su vez, el Gobierno Nacional, entabló negociaciones con el Fondo Monetario Internacional (“FMI”) tendientes a renegociar los vencimientos de capital de los U\$S 44,1 mil millones desembolsados entre 2018 and 2019 en el marco del Acuerdo Stand-By, originalmente previstos para los años 2021, 2022 y 2023. Con fecha 22 de marzo de 2022, el Gobierno Nacional llegó a un acuerdo con el Club de París para prorrogar nuevamente el entendimiento arribado en junio de 2021 (el “Acuerdo con el Club de París”).

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, lo que incluye un desembolso de U\$S 9,6 mil millones de disponibilidad inmediata para Argentina, una vez que el directorio del FMI aprobase el acuerdo (el “Acuerdo de EFF”). El Acuerdo de EFF fue aprobado por el Congreso Nacional por medio de la Ley N° 27.668 de fecha 17 de marzo de 2022 (promulgada por el Decreto N° 130/22) y por el directorio del FMI en su reunión celebrada el 25 de marzo de 2022.

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.

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 (“Brexit”), tensiones geopolíticas entre Estados Unidos y otros países, el conflicto entre Rusia y Ucrania, las decisiones de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) 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, incluso el resultado de la actual pandemia de COVID-19, 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 del actual conflicto entre Rusia y Ucrania***

La incursión militar de Rusia en Ucrania 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 de la acción militar en curso es sumamente impredecible, sus efectos podrían ser significativos y la continuación del conflicto podría afectar adversamente las condiciones económicas mundiales y regionales.

A la fecha de este Prospecto, el conflicto en curso ha generado un importante aumento 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 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.

Debido a las incertidumbres inherente a la escala y duración de estos acontecimientos y sus efectos directos e indirectos, no es razonablemente posible estimar el impacto que este conflicto armado 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 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 han sido identificados como, y continúan siendo, un serio problema para Argentina.

Reconociendo que el no abordar estas cuestiones podría aumentar el riesgo de inestabilidad política, distorsionar los procesos de toma de decisiones y afectar negativamente la reputación internacional de Argentina y su capacidad de atraer inversiones extranjeras, el gobierno anterior adoptó diversas medidas tendientes a fortalecer las instituciones de Argentina y combatir la corrupción. Entre estas medidas se incluyeron la reducción de las sentencias penales a cambio de cooperación con el gobierno en las investigaciones sobre corrupción, mayor acceso a la información pública, el secuestro de activos de funcionarios corruptos, y la creación de un régimen de responsabilidad penal empresarial para delitos de corrupción a fin de promover el cumplimiento de la regulación anti-corrupción, entre otras. La capacidad del gobierno argentino de implementar o promover estas iniciativas o la promoción de nuevas medidas de transparencia e integridad es incierta dado el contexto político de alta polarización.

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

económica de Argentina ha contribuido a una caída en la confianza del mercado en la economía de Argentina, así como al deterioro del entorno político.

Por otra parte, diversas investigaciones en curso por denuncias de lavado de activos y corrupción que están siendo llevadas a delante por la Fiscalía Federal han repercutido negativamente en la economía y en el entorno político de Argentina. Ciertos funcionarios de los gobiernos previos, así como funcionarios de alto rango de sociedades con contratos con el estado o concesiones públicas han enfrentado o se encuentran enfrentando denuncias de corrupción y el lavado de activos como resultado de estas investigaciones. Estas personas son acusadas de haber aceptado o pagado sobornos mediante retornos sobre contratos otorgados por el gobierno a diversas compañías de infraestructura, energía y construcción. La Emisora no tiene control y no puede predecir por cuánto tiempo seguirán las investigaciones de corrupción, o si tales investigaciones o denuncias (u otras investigaciones o denuncias futuras) generarán mayor inestabilidad política y económica. Asimismo, no se puede predecir cuál será el resultado de dichas denuncias o su efecto en los distintos sectores de la economía argentina.

## **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 en el MEM, los cuales tuvieron un impacto significativo en los generadores de energía eléctrica y provocó diferencias de precios significativas dentro del mercado.

Cualquier incremento significativo en el precio de la energía para el consumidor (ya sea por un incremento en las tarifas o por un recorte en los subsidios a los consumidores) puede resultar en una disminución en la demanda de la energía generada por la Emisora. Como consecuencia, cualquier efecto significativo adverso en la demanda de energía eléctrica podría llevar a que las compañías de generación, como es el caso de la Emisora, registren una disminución en los ingresos y resultados de las operaciones en comparación con los que se prevén actualmente.

Es posible que el gobierno argentino adopte ciertas medidas que podrían afectar adversamente los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora o bien que adopte leyes de emergencia similares a la Ley de Emergencia Pública o resoluciones similares en el futuro que pueden tener un impacto directo en el marco regulatorio del sector eléctrico y un efecto adverso indirecto en la industria de generación de energía eléctrica y, por consiguiente, en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

### ***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 no tendrán 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.

### ***Cobranza: pagos de Cammesa y otros clientes del sector eléctrico***

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.

A la fecha de este Prospecto, CAMMESA está teniendo dificultades para efectuar pagos en término o totales a las empresas generadoras tanto por la energía despachada como por la capacidad de generación puesta a disposición, lo que, a su vez, 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 termoelectrica 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, con lo cual, el Gobierno Nacional se vio obligado a adoptar una serie de medidas que generaron 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 dividendos 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.

***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 regulaciones 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 regulaciones 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.

Asimismo, durante la sesión de apertura del Congreso Nacional, el 1 de marzo de 2021 el Presidente Alberto Fernández declaró que pretende convertir todas las tarifas de los servicios públicos a Pesos Argentinos. Sin embargo, a la fecha del presente Prospecto, no se ha promulgado ninguna regulación ni está claro el alcance de las mismas en lo que respecta a los PPA de la Emisora con CAMMESA denominados en dólares estadounidenses. No podemos asegurar que nuestros PPA se vean afectados por eventuales regulaciones emitidas en línea con las declaraciones del Presidente Alberto Fernández, lo que a su vez podría tener un efecto material adverso en nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones.

### ***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 CO<sub>2</sub>, 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 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 Secretaría de Energía Eléctrica y obtenida de CAMMESA***

A partir del dictado de la Resolución SE No. 95/2013 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica, con sus modificatorias, la remuneración de la Emisora ha dependido en gran medida en la remuneración variable determinada por la producción y disponibilidad de energía. Asimismo, el 27 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación dictó la Resolución 31/20, que determinó el régimen de remuneración aplicable desde el 1 de febrero de 2020 para los Generadores Autorizados del MEM, fijando los precios de Energía Base en pesos argentinos. 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 N° 31/20. Desde la liquidación de la transacción que vence en marzo de 2020, CAMMESA no ha aplicado el mencionado mecanismo, lo que ha causado un efecto material adverso en los negocios y resultados de las operaciones de la Emisora. No es posible garantizar que no se producirán reducciones adicionales de estas tarifas en el futuro. Véase *“Reseña—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de Remuneración—El Régimen de Remuneración Actual”*.

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 de la Resolución 440/21 (modificatoria de la Resolución N° 31/20), conforme fuera modificada por la Resolución N° 238/22, y se establecen en pesos argentinos. Véase *“Resultados de las Operaciones - Factores que afectan los resultados de las operaciones - Ingresos - Energía Base”* y *“Factores de Riesgo – Riesgos Relacionados con el Sector Eléctrico Argentino”*.

Los ingresos de la Emisora dependen en gran magnitud de las acciones tomadas por las autoridades regulatorias. La extendida suspensión de la aplicación del mecanismo de actualización de precios, la ausencia de incrementos tarifarios regulados por el gobierno argentino y/o las demoras en la implementación de tales incrementos en forma oportuna podrían tener un efecto significativo adverso en los ingresos y, por ende, en los resultados de las operaciones 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: a) un brote sostenido o prolongado de COVID-19, un resurgimiento o la aparición de una nueva cepa de COVID-19 para las que las vacunas actuales pueden ser menos eficaces y sus respectivos efectos; b) la recesión económica de Argentina; c) la disminución en la demanda de electricidad; d) la falta de financiación disponible; y e) la reducción en los precios de la electricidad de las unidades generadoras bajo el programa Energía Base, 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 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 precios 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; (xii) condiciones climáticas adversas, desastres naturales, accidentes u otros acontecimientos imprevistos; y (xiii) la crisis por la pandemia del COVID-19 (véase *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados*



con las actividades de la Emisora”, en particular “*El brote de una enfermedad, incluso el COVID-19, podría tener consecuencias adversas significativas para las operaciones de la Emisora, incluidos nuevos proyectos*”, que describe el potencial impacto del COVID-19 sobre algunos de nuestros proyectos). 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.

***Es posible que la Emisora no pueda refinanciar su deuda pendiente, o que las condiciones de refinanciación sea 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 obligada 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 acelera, 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 rescisión 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 vence el 28 de diciembre de 2023 y no contempla una renovación automática. Dicha central tiene una capacidad instalada total de 1.440 MW y representó aproximadamente un 18% de su generación de electricidad total, y 9,2% de sus ingresos totales en 2021. La Emisora se encuentra abocada a renovar el Contrato de Concesión HPDA antes de su vencimiento. En caso de que el Contrato de Concesión HPDA venza sin renovarse, la Emisora deberá devolver los activos al gobierno argentino. Asimismo, el Contrato de Concesión HPDA contiene diversos requisitos referidos a la operación del complejo hidroeléctrico y el cumplimiento de leyes y reglamentaciones. La violación del Contrato de Concesión HPDA podría dar origen a ciertas multas y en algunos casos a la rescisión de la concesión. Si la concesión fuera rescindida, le sería otorgada a una nueva sociedad creada por el gobierno argentino y se llevaría a cabo una oferta pública de adquisición para la venta de las acciones de la nueva sociedad. El producto que la Emisora recibiría de esa oferta pública de adquisición se calculará en función de una fórmula en virtud de la cual el producto de la subasta disminuye en relación directa a la proximidad del vencimiento del plazo de la concesión. La falta de renovación o rescisión anticipada del Contrato de Concesión HPDA podría afectar de manera significativamente adversa la situación financiera y los resultados 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***

Al 31 de diciembre de 2020, la Emisora tenía una participación del 30,8752% en TJSM que se redujo a 9,6269% en 2021 y una participación en TMB, que también se redujo a 10,8312% 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 FONINMEM. A la fecha de este Prospecto, la Emisora también ostenta una participación del 56,19% de CVOSA, la Emisora que opera la central térmica de Timbúes.

Una vez transcurridos 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 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 FONINMEM, 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 FONINMEM que le otorgaba derecho a reclamarlas.

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 FONINMEM, la Nota SE no. 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 30,8752% a 19,6269% en TJSM y del 30,9464% a 110,8312% 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 FONINMEM 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-FONINMEM y Programas Similares*".

***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***

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 en forma rentable depende, en gran medida, de la existencia de condiciones eólicas y climáticas asociadas adecuadas***

La cantidad de energía generada por los parques eólicos y su rentabilidad dependen en gran medida de las condiciones climáticas, en particular, las condiciones eólicas que pueden variar materialmente dependiendo de los puntos geográficos, las estaciones y los años. Las variaciones en las condiciones eólicas en los sitios donde se ubican los parques eólicos son resultado de las fluctuaciones diarias, mensuales y estacionales en las corrientes de viento 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.



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.

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.

### ***Las centrales eléctricas de la Emisora están sujetas al riesgo de averías mecánicas y eléctricas. Así pues, la consiguiente falta de disponibilidad de dichas centrales podría afectar la capacidad de la Emisora de cumplir con sus compromisos contractuales y de otra índole y, por lo tanto, afectar adversamente su negocio y sus 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.

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 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 la 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 a su vez 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 (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 a aquellos 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.

***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 Ley de Defensa de la Competencia establece que las operaciones que involucren la adquisición, transferencia o control de los activos de otra empresa estarán sujetas a la previa aprobación y consentimiento de la Autoridad Nacional de la Competencia (la “Autoridad Nacional de la Competencia”) en los casos en que la suma del volumen de negocios total de las empresas afectadas supere en el país la suma de Ps. 100.000.000 unidades móviles (cuyo valor se actualiza anualmente de conformidad con el IPC).

La Autoridad Nacional de la Competencia determinará si una adquisición supeditada a su aprobación previa afecta negativamente la competencia en los mercados en los que se desenvuelve la Emisora, o si esa adquisición afecta negativamente a los consumidores de esos mercados. Si bien a la fecha de este Prospecto la Emisora no contempla intervenir en ninguna operación de concentración económica, 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 ocasionado 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.

### ***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, a 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*, 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 las acciones de Rusia en Ucrania. 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, 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 y Estados Unidos), 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 - Terminal 6 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 antes dichas 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.

***La Emisora podría verse afectada por cambios en las prácticas de reporte de la LIBOR o en el método de determinación de la LIBOR.***

Al 31 de diciembre de 2021, la Emisora contaba con créditos por ventas bajo el Acuerdo con CVO por U\$S 350,73 millones (incluyendo IVA e intereses devengados), con más los intereses devengados con posterioridad a la Habilitación Comercial de CVO, que fueron indexados según la Tasa Interbancaria Ofrecida en Londres (“LIBOR”, por sus siglas en inglés). Asimismo, a la fecha de este Prospecto, la Compañía tiene los siguientes préstamos vigentes con fechas de vencimiento posteriores a 2021 indexados por la LIBOR. El monto de capital pendiente en virtud de cada uno de estos préstamos al 31 de diciembre de 2021 era el siguiente:

- Préstamo de KfW por U\$S 45,59 millones;
- Préstamo a CP Achiras y CPLa Castellana -- Facilidades de CII-IFC por U\$S 116,9 millones;
- Préstamo a Vientos La Genoveva S.A.U. del IFC por U\$S 70,9 millones;
- Préstamos de Banco de Galicia y Buenos Aires S.A. a CPR Energy Solutions S.A.U. (parque eólico La Castellana II) por U\$S 9,28 millones;
- Préstamo de Banco Galicia y Buenos Aires S.A. a la subsidiaria Vientos La Genoveva II S.A.U. por U\$S 26,9 millones;
- Préstamo de Citibank N.A., JPMorgan Chase Bank N.A. and Morgan Stanley Senior Funding, Inc. por U\$S 90,09 millones.

El 5 de marzo de 2021, la Autoridad de Conducta Financiera del Reino Unido (FCA, por sus siglas en inglés), encargada de regular la tasa LIBOR, anunció que todas las determinaciones de la tasa LIBOR en dólares estadounidenses dejarán de ser representativas a partir del 30 de junio de 2023. Las determinaciones de la tasa LIBOR en libras esterlinas, euros, francos suizos y yenes japoneses dejaron de ser representativas a partir del 31 de diciembre de 2021. El anuncio de la FCA coincide con el anuncio del administrador de la tasa LIBOR, ICE Benchmark Administration Limited (“IBA”) de fecha 5 de marzo de 2021, donde indicó que, habida cuenta de la falta de acceso a las variables necesarias para calcular plazos de LIBOR relevantes para nosotros de manera representativa a partir del 30 de junio de 2023, IBA debía discontinuar la publicación de tasas LIBOR a dichos plazos inmediatamente después de la última publicación el 30 de junio de 2023. Estos anuncios suponen que cualquiera de los préstamos y cuentas por cobrar de la Emisora basados en LIBOR con vencimiento posterior al 30 de junio de 2023 deberán ser convertidos a la tasa que la reemplace. En Estados Unidos, el Comité de Tasas de Referencia Alternativas (“ARRC”, por sus siglas en inglés), un comité de entidades del sector privado con miembros de oficio del sector oficial convocado por el Directorio de la Reserva Federal y el Banco de la Reserva Federal de Nueva York, recomendó la tasa de financiación garantizada a un día (“SOFR”, por sus siglas en inglés), más un ajuste por un diferencial recomendado, como reemplazo de LIBOR. Existen diferencias significativas entre la tasa LIBOR y la tasa SOFR, por ejemplo, la tasa LIBOR es una tasa para préstamos sin garantía mientras que la SOFR es una tasa para préstamos con garantía. A su vez, la tasa SOFR es una tasa a un día, mientras que la LIBOR refleja tasas a plazo con distintos vencimientos. Los cambios en la tasa de interés de referencia LIBOR o la transición a otra tasa podrían afectar adversamente el negocio, la situación financiera, la liquidez y los resultados de las operaciones de la Emisora. Si los préstamos de la Emisora basados en la tasa LIBOR son convertidos a la tasa SOFR, las diferencias entre LIBOR y SOFR, más el ajuste por el diferencial recomendado, podrían dar lugar a costos financieros mayores a los incurridos si la tasa LIBOR siguiese disponible, lo cual podría tener un resultado adverso significativo en los resultados operativos de la Emisora. Si bien SOFR es la tasa de reemplazo recomendada por el ARRC, también es posible que los prestamistas opten por tasas de reemplazo alternativas que puedan diferir de LIBOR en sentidos similares a la tasa SOFR o de otras formas que den lugar a costos financieros más elevados para la Emisora. Aún no es posible predecir la magnitud de la discontinuación de la tasa LIBOR en los costos de financiación de la Emisora, atento a la incertidumbre en torno a qué tasa será la que reemplace a LIBOR. Cualquiera de estas propuestas o consecuencias podrían tener un impacto adverso significativo para los costos de financiación de la Emisora.

***El brote de una enfermedad, incluso el COVID-19, 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, entre ellas la implantación de una cuarentena, controles en aeropuertos y otros centros de transporte, restricciones a viajes, suspensión de visas, aislamiento social a nivel nacional, cierre de instituciones públicas y privadas, suspensión de eventos deportivos, restricciones a la apertura de museos y atracciones turísticas y la extensión de los feriados, entre muchas otras. Pese a que se redujo el impacto del virus, a la fecha de este Prospecto, el mismo ha afectado a más de 192 países y territorios en todo el mundo, incluyendo Argentina. A la fecha, el brote del nuevo coronavirus ha causado importantes interrupciones en la sociedad, las operaciones, la economía y los mercados. Es difícil evaluar o predecir los efectos a largo plazo de epidemias y otras crisis de la salud pública, como es el caso del nuevo coronavirus, en la economía mundial y en la Compañía, los que podrían incluir una caída mayor en los precios de mercado de las acciones y los ADS de la Emisora, riesgos para la salud y seguridad laboral, riesgos para la prestación de los servicios de la Emisora, reducción de la demanda de energía y demoras o suspensiones en la construcción de los proyectos de ampliación de la Emisora, entre otros. La prolongación de las medidas restrictivas, incluyendo las medidas que limitan la eficiencia y efectividad de nuestras operaciones como las relacionadas al trabajo remoto, impuestas para controlar el brote del nuevo coronavirus o cualquier otro brote de contagio u otros sucesos adversos en la salud pública podrían tener un efecto negativo significativo sobre las operaciones comerciales de la Emisora. No resulta claro si se podrán controlar o resolver estas dificultades e incertidumbres o si se irá o no a repetir en el futuro, ni qué efectos podrán tener sobre la situación política y económica mundial en el largo plazo. Por otra parte, no es posible predecir cómo evolucionará la enfermedad en Argentina ni qué restricciones adicionales podría imponer el gobierno argentino. Un brote sostenido o prolongado de COVID-19 y la aparición de nuevas cepas para las que las vacunas actuales pueden ser menos eficaces podrían exacerbar los factores de riesgo descritos en esta sección e intensificar el impacto en los negocios y resultados operativos de la Emisora.

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. Si bien el gobierno argentino ha adoptado medidas tendientes a aliviar la situación, se estima que dichas medidas incrementarán sensiblemente el déficit fiscal del gobierno. Si el aumento del déficit es financiado con emisión monetaria, es muy probable que ello traiga aparejado un aumento en la tasa de inflación y alteraciones en los mercados cambiarios.

La Emisora ha identificado los siguientes conceptos en los que esta crisis ha tenido y puede tener impacto sobre ella, a saber:

- **Reducción en la cantidad de energía eléctrica despachada.** Debido a la Cuarentena, la mayoría de las empresas de Argentina, y en particular las del sector industrial, no han podido seguir operando con normalidad. Según información emanada de CAMMESA, al comienzo de la cuarentena la demanda total de energía eléctrica cayó significativamente. Esta reducción tuvo un impacto sobre el departamento de generación de energía térmica de la Emisora, y en especial en las unidades con un mayor *heat rate* (menos eficientes) bajo el marco regulatorio de Energía Base.
- **Mayores demoras en los pagos y/o riesgo de incobrabilidad de clientes particulares.** Si bien CAMMESA está cumpliendo con sus obligaciones de pago, la menor actividad económica causada por la Cuarentena también puede afectar los flujos de fondos de CAMMESA y de los clientes particulares de la Emisora y podría aumentar las demoras en sus pagos y el riesgo de incobrabilidad de clientes particulares.
- **Mayor dependencia de CAMMESA de los subsidios del gobierno argentino.** El flujo de fondos de CAMMESA depende de (i) los pagos de las compañías de distribución de electricidad, y (ii) los subsidios del gobierno argentino. Las empresas de distribución de electricidad podrán experimentar una reducción en sus cobranzas de clientes, disminuyendo en consecuencia sus pagos a CAMMESA, lo cual a su vez podrá aumentar la dependencia de CAMMESA de los subsidios recibidos del gobierno argentino para el pago de la generación de electricidad, incluyendo los pagos a las compañías generadoras de electricidad tales como Central Puerto.
- **Protección del personal.** Las ausencias significativas del personal pueden repercutir en las operaciones de CPSA. La Emisora ha establecido un protocolo con múltiples medidas para proteger la salud de todo su personal de operaciones y mantenimiento. Estas medidas han sido eficaces para la protección del personal de la Emisora, y a la fecha de este Prospecto se ha registrado un bajo nivel de contagio dentro del personal de la Emisora.
- **Falta de suministros o equipos necesarios o demoras en los suministros.** Cualquier posible cuarentena implementada en el futuro en respuesta a nuevas cepas de COVID-19 puede afectar la provisión de suministros esenciales. Si bien la provisión de los suministros necesarios también es considerada una actividad esencial en el marco de emergencia declarado y la Emisora habitualmente cuenta con un stock de repuestos, no puede asegurarse que la provisión de los suministros necesarios no se verá afectada. Asimismo, las medidas adoptadas por países extranjeros en los que se fabrican algunos de los suministros y repuestos de las unidades de la Emisora también pueden afectar su stock de repuestos. Toda demora en el suministro de equipos o suministros esenciales puede afectar las operaciones de la Emisora.

El brote de COVID-19 ha tenido impacto en la construcción, el desarrollo y la ampliación de los proyectos que estaban y están en construcción a la fecha de este Prospecto.

Las demoras en el desarrollo y la ejecución de los proyectos fueron principalmente provocadas por: i) retrasos en la fabricación y entrega internacional, ii) retrasos en la fabricación y/o suministro de equipos, componentes y piezas locales, iii) restricciones en el transporte de material y componentes, iv) restricciones en los métodos de trabajo debido al cumplimiento de los protocolos sanitarios del COVID-19 que reducen la productividad de los procesos y tareas, y v) el cierre de las fronteras que impide el ingreso de especialistas extranjeros al país para realizar procesos de montaje o instalación y para la puesta en marcha.

La cuarentena afectó el proyecto La Genoveva I que comenzó sus operaciones en noviembre de 2020 y también afectó la construcción de la central térmica Terminal 6-San Lorenzo, que fue suspendida el 20 de marzo de 2020 (y reanudada posteriormente) y su finalización se postergó al 15 de agosto de 2021 debido a las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional en respuesta a la pandemia de COVID-19.

Los efectos de la crisis del COVID-19 dificultaron los planes de ampliación de la planta Brigadier López, demorando el inicio de la construcción de este proyecto, no solo debido a las restricciones a la construcción arriba mencionadas, sino también debido a una menor demanda de energía y dificultades para obtener la financiación necesaria para proyectos ante la coyuntura actual del mercado. Para más información, véase “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera — Resultados Operativos — Factores que afectan los Resultados de las Operaciones de la Emisora — Impacto del COVID-19 — Proyectos en construcción durante la pandemia de COVID-19*”. Finalmente, las medidas adicionales que pueda adoptar Argentina o cualquier país extranjero para mitigar los efectos de la crisis del COVID-19 podrían afectar directa o indirectamente las operaciones, los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Compañía.

## **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.

### ***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 encuentre 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 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 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.

## 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. Los siguientes son los componentes clave de su estrategia:

- **Capitalizar las iniciativas de crecimiento esperadas y aprovechar las oportunidades que plantee un entorno regulatorio más propicio.** Históricamente, las regulaciones sobre generación de energía en Argentina han sido contraproducentes para el crecimiento del sector. Las inversiones en el sector eléctrico argentino han sido bajas desde la crisis económica del 2001-2002 y los consiguientes cambios regulatorios del 2002 mediante los cuales el Gobierno Argentino fijó tarifas de generación en pesos e impuso topes a las tarifas de generación, transporte y distribución de energía, lo cual devino en una constante disminución del valor en dólares de esas tarifas en años posteriores. Desde la asunción del gobierno de Macri, el Gobierno Argentino redujo significativamente los controles cambiarios y los impuestos a la importación y exportación y demostró su intención de ajustar las tarifas aplicables a distribuidores, generadores y transportadores de energía eléctrica. En respuesta a la actual escasez de energía eléctrica, el Gobierno Argentino declaró la emergencia energética nacional y puso en marcha diversas licitaciones para la adquisición de energía de fuentes renovables y para incrementar la capacidad de generación térmica. Por otra parte, el Gobierno Argentino ha emitido una serie de pautas generales para el desarrollo de proyectos de energía, procedimientos para cumplir con metas energéticas y licitaciones para capacidad de generación térmica y la generación de energía eléctrica asociada a efectos de satisfacer la demanda de electricidad en Argentina hasta 2018. Para más información sobre el llamado a licitación, véase el análisis de la Resolución SEE N° 21/16, Resolución SEE N° 71/16 (que fuera complementada por la Resolución N° 136/16 del Ministerio de Energía) y la Resolución SEE N° 287-E/17 en el “Informe sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino.” La Emisora tiene la expectativa de que las inversiones en el sector de generación de energía aumentarán a raíz de las citadas reformas. La Emisora considera que está en una posición privilegiada para capitalizar las medidas del Gobierno Argentino orientadas específicamente a ampliar la capacidad de generación, debido a su sólida trayectoria y ventajas competitivas, entre ellas, su bajo nivel de endeudamiento y la diversidad tecnológica y el alto nivel de eficiencia de sus activos de generación de energía. La Emisora tiene previsto presentar una oferta por nueva capacidad de generación térmica, a través de uno o varios proyectos, en futuros procesos de licitación y sigue analizando otras oportunidades de inversión y desarrollo de proyectos en el sector.
- **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 enfocará sus esfuerzos en la optimización de los recursos disponibles, desde una perspectiva tanto de negocios como administrativa y tecnológica, y se centrará también en aprovechar las sinergias operativas generadas por futuros negocios 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 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. Desde agosto y septiembre de 2018, con el inicio de operación comercial de los parques eólicos La Castellana I y Achiras I de la Emisora y los sucesivos inicios de operación comercial de los proyectos de La Castellana II, La Genoveva II, Manque Los Olivos y La Genoveva I), incrementaron su capacidad de generación de energía eólica en 220 MW la emisora ha venido desarrollando su crecimiento en energía eólica que sumando a un proyecto de energía solar en cartera (El Puesto) de 12MW, así como también diversas opciones para diversificar sus activos de generación, incluyendo fuentes sustentables de generación de energía. En 2016, la Emisora formó la subsidiaria CP Renovables, con el fin de desarrollar, construir y operar proyectos de generación de energía renovable.



- **Mantener una sólida posición financiera y niveles de flujo de efectivo adecuados.** Actualmente, la Emisora posee un bajo nivel de endeudamiento, lo cual refleja su sólida posición patrimonial y capacidad de endeudamiento adicional. La Emisora considera que esa sólida situación patrimonial 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 despacho de electricidad. La Emisora tiene previsto financiar sus proyectos de ampliación, principalmente, mediante esquemas de préstamo, tales como líneas de crédito y financiamiento de proyectos para el caso de sus proyectos de energía renovable. Todas las subsidiarias dedicadas a la generación de energías renovables de la Compañía obtuvieron financiamiento para el desarrollo de los proyectos de energía renovable que les fueron adjudicados y adquirir turbinas eólicas. Por otra parte, la Emisora espera que la nueva capacidad de generación que estos proyectos aportarán le permitirá incrementar sus flujos de efectivo y, por consiguiente, consolidar su situación financiera.

## Políticas Ambientales

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.

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.

A efectos de cumplir con estas políticas, la Emisora obtiene periódicamente certificaciones medioambientales. En julio de 2019, TÜV Rheinland realizó una serie de auditorías para la recertificación de las normas ISO, tras lo cual la Emisora obtuvo los siguientes certificados:

- Complejo Puerto:
- ISO 14001/2015: Certificado N° 01 10406 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022 (Nuevo Puerto, Puerto Nuevo y Puerto Ciclo Combinado)
- Planta Luján de Cuyo:
- ISO 14001/2015: Certificado N° 01 10406 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022
- Planta Piedra del Águila:
- ISO 14001/2015: Certificado N° 01 10406 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022
- Planta Brigadier López:
- ISO 14001/2015: Certificado N° 01 10406 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022
- Parques Eólicos (Achiras, Castellana I, Castellana II, Genoveva II)
- ISO 14001/2015: Certificado N° 01 10406 1629668 válido hasta el 12 de julio de 2022

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.

*Seguridad y Salud*

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.

A efectos de cumplir con estas políticas, la Emisora obtiene periódicamente certificaciones de higiene, seguridad y salud ocupacional. En julio de 2019, TÜV Rheinland realizó una serie de auditorías para la recertificación de las normas OHSAS, tras lo cual la Emisora obtuvo los siguientes certificados:

- Planta Piedra del Águila:
  - OHSAS 18001/2007: Certificado N° 01 11306 1629669 válido hasta el 11 de marzo de 2021
- Planta Brigadier López
  - OHSAS 18001/2007: Certificado N° 01 11306 1629669 válido hasta el 11 de marzo de 2021

#### *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 Standardization*) 9001/2015 en Calidad, ISO 14001/2005 en Medio Ambiente y OHSAS (*Occupational Health and Safety Assessment Series*) 18001/2007 en Seguridad y Salud Ocupacional. 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

El alcance individual del SIG en cada central es el siguiente:

- Complejo Puerto:
  - Planta Nuevo Puerto: SGA con Certificado ISO 14001/2015
  - Planta Puerto Nuevo: SGA con Certificado ISO 14001/20015
  - 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 2022: 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 2022: 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 OHSAS 18001/2007 (hasta marzo de 2021)

Organismo Certificador:

Año 2004 a 2015: IRAM

Año 2016 a 2022: 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 OHSAS 18001/2007 (hasta marzo de 2021)

Órgano certificador:

Año 2019 a 2022: TÜV Rheinland



- Parques Eólicos Achiras, La Castellana I, La Castellana II y La Genoveva II: SGA con Certificado ISO 14001/2015, SGC con Certificado ISO 9001/2015

Órgano certificador:

Año 2019 a 2022: 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 u OHSAS de referencia, en cuyo caso se realiza la adaptación del SIG para cumplir con la nueva normativa.

### **Política de Dividendos**

La Emisora podrá decidir pagar dividendos conforme los términos de la política de dividendos vigente y la normativa aplicable. Con fecha 22 de noviembre de 2019, la Asamblea de Accionistas de la Sociedad aprobó la distribución de un dividendo en efectivo por un monto equivalente a ARS 0,71 por acción, que se pagó el 3 de diciembre de 2019, totalizando Ps. 1.074.955.801,76. Los tenedores de ADS tienen derecho a percibir dividendos en la misma proporción que los titulares de acciones ordinarias de la Emisora.

### **Monto Disponible para Distribución**

La declaración y el pago de dividendos es lícita sólo si resulta de utilidades de la Emisora declaradas en los estados financieros anuales de la Emisora aprobados por la asamblea anual ordinaria de accionistas. En virtud de la Ley General de Sociedades, las compañías que cotizan en bolsa (como la nuestra) pueden distribuir dividendos anticipados o provisionales resultantes de estados financieros especiales.

En virtud de la Ley General de Sociedades y los estatutos de la Emisora, la ganancia neta anual (ajustada para reflejar cambios en los resultados de ejercicios anteriores) se asigna en el siguiente orden: (i) para cumplir con el requisito de la reserva legal del 5% de la ganancia neta hasta alcanzar el 20% del capital social, (ii) para constituir reservas voluntarias o facultativas según sea oportunamente resuelto por los accionistas en la asamblea ordinaria anual; (iii) el remanente de la ganancia neta del ejercicio se puede distribuir como dividendos sobre las acciones ordinarias; y/o (iv) de cualquier otro modo que sea decidido por los accionistas en la asamblea ordinaria anual.

El Directorio somete a consideración y aprobación de la asamblea anual ordinaria de accionistas los estados financieros de la Emisora correspondientes al ejercicio precedente, conjuntamente con los informes que sobre ellos emiten la comisión fiscalizadora y los contadores independientes. En un período de cuatro meses contados desde el cierre del ejercicio, se debe celebrar una asamblea de accionistas ordinaria para aprobar los estados financieros anuales y determinar el destino de la ganancia neta del ejercicio.

De conformidad con las normas de la CNV aplicables, los dividendos en efectivo deben ser abonados a los accionistas en un período de 30 días a partir de la fecha de celebración de la asamblea de accionistas que aprobó dichos dividendos. En el caso de dividendos distribuidos en acciones, se exige la entrega de las acciones en un período de seis meses a partir de la recepción de la notificación de la autorización por parte de la CNV de la oferta pública de las acciones que surgen de dichos dividendos. El plazo de prescripción correspondiente al derecho de cualquier accionista a recibir los dividendos declarados en la asamblea de accionistas es de tres años a partir de la fecha en la que han quedado a disposición del accionista.

## 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 once directores titulares 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 once directores titulares y once directores suplentes. Todos los directores residen en Argentina.

Los directores titulares y sus suplentes son designados por un plazo de un año por los accionistas. 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 29 de abril de 2022 y por reunión de directorio de fecha 12 de mayo de 2022.

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                         | Fecha de la primera designación en el directorio | Fecha de vencimiento del mandato vigente | Fecha de nacimiento      |
|-----------------------------|-------------------------------|--|--|--------------------------|
| Miguel Dodero*              | Presidente del Directorio     | 21 de septiembre de 2015                         | 31 de diciembre de 2022                  | 16 de febrero de 1955    |
| Diego Gustavo Petracchi*    | Vicepresidente del Directorio | 27 de abril de 2018                              | 31 de diciembre de 2022                  | 17 de julio de 1972      |
| Marcelo Atilio Suvá.....    | Director                      | 22 de julio de 2008                              | 31 de diciembre de 2022                  | 27 de julio de 1948      |
| José Luis Morea* .....      | Director                      | 30 de abril de 2019                              | 31 de diciembre de 2022                  | 19 de octubre de 1954    |
| Tomás José White* .....     | Director                      | 27 de abril de 2018                              | 31 de diciembre de 2022                  | 18 de mayo de 1957       |
| Jorge Eduardo Villegas* ..  | Director                      | 28 de abril de 2017                              | 31 de diciembre de 2022                  | 9 de enero de 1949       |
| Martina Blanco              | Directora                     | 29 de abril 2022                                 | 31 de diciembre de 2022                  | 18 de octubre de 1987    |
| Martín Lhez*                | Director                      | 29 de abril 2022                                 | 31 de diciembre de 2022                  | 21 de abril de 1968      |
| Ignacio Villamil            | Director                      | 29 de abril 2022                                 | 31 de diciembre de 2022                  | 18 de julio de 1954      |
| Mario Elizalde*             | Director                      | 29 de abril 2022                                 | 31 de diciembre de 2022                  | 26 de julio de 1954      |
| Guillermo Rafael Pons*...   | Director                      | 30 de abril de 2020                              | 31 de diciembre de 2022                  | 22 de septiembre de 1964 |
| Justo Pedro Sáenz.....      | Director Suplente             | 10 de abril de 2008                              | 31 de diciembre de 2022                  | 2 de mayo de 1958        |
| Adrián Gustavo Salvatore    | Director Suplente             | 27 de abril de 2018                              | 31 de diciembre de 2022                  | 26 de abril de 1967      |
| Javier Alejandro Torre..... | Director Suplente             | 27 de abril de 2018                              | 31 de diciembre de 2022                  | 19 de abril de 1967      |
| Rubén Omar López.....       | Director Suplente             | 27 de abril de 2018                              | 31 de diciembre de 2022                  | 17 de abril de 1964      |
| Oscar Luis Gosio.....       | Director Suplente             | 11 de julio 2007                                 | 31 de diciembre de 2022                  | 17 de agosto de 1954     |

| <b>Nombre</b>                 | <b>Cargo</b>      | <b>Fecha de la primera designación en el directorio</b> | <b>Fecha de vencimiento del mandato vigente</b> | <b>Fecha de nacimiento</b> |
|-------------------------------|-------------------|---|---|----------------------------|
| José Manuel Pazos             | Director Suplente | 30 de abril de 2019                                     | 31 de diciembre de 2022                         | 14 de septiembre de 1971   |
| Alejo Villegas*.....          | Director Suplente | 30 de abril de 2021                                     | 31 de diciembre de 2022                         | 16 de febrero de 1980      |
| Gabriel Enrique Ranucci*..... | Director Suplente | 30 de abril de 2020                                     | 31 de diciembre de 2022                         | 4 de julio de 1974         |
| José Manuel Ortiz*            | Director Suplente | 29 de abril 2022  | 31 de diciembre de 2022                         | 6 de agosto de 1960        |
| Ramón Nazareno Ulloa*         | Director Suplente | 29 de abril 2022  | 31 de diciembre de 2022                         | 13 de agosto de 1960       |
| Alberto Francisco Minicci     | Director Suplente | 29 de abril 2022  | 31 de diciembre de 2022                         | 15 de abril de 1965        |

| <b>Nombre y Apellido</b>    | <b>CUIL</b>   | <b>Carácter *</b> |
|-----------------------------|---------------|-------------------|
| <b>Directores Titulares</b> |               |                   |
| Miguel Dodero               | 20-11450697-5 | No Independiente  |
| José Luis Morea             | 20-11773941-5 | Independiente     |
| Tomas José White            | 20-12946343-1 | Independiente     |
| Marcelo Atilio Suvá         | 20-05081825-0 | No Independiente  |
| Diego Gustavo Petracchi     | 20-22847770-3 | No Independiente  |
| Jorge Eduardo Villegas      | 20-07621383-7 | Independiente     |
| Guillermo Rafael Pons       | 20-17025659-0 | Independiente     |
| Martina Blanco              | 27-33362642-5 | No Independiente  |
| Martín Lhez                 | 20-20225760-8 | Independiente     |
| Ignacio Villamil            | 20-11045429-6 | No Independiente  |
| Mario Elizalde              | 20-11045373-7 | Independiente     |
| <b>Directores Suplentes</b> |               |                   |
| Justo Pedro Saenz           | 20-11959191-1 | No Independiente  |
| Adrián Gustavo Salvatore    | 20-18403083-8 | No Independiente  |
| Javier Alejandro Torre      | 20-18089213-4 | No Independiente  |
| Rubén Omar López            | 20-16900928-8 | No Independiente  |
| José Manuel Pazos           | 20-22364131-9 | No Independiente  |
| Oscar Luis Gosio            | 24-11045501-8 | No Independiente  |
| Alejo Villegas              | 20-28030011-0 | Independiente     |
| Gabriel Enrique Ranucci     | 20-23831116-1 | Independiente     |
| José Manuel Ortiz           | 20-14014235-3 | Independiente     |
| Ramón Nazareno Ulloa        | 20-14014616-2 | Independiente     |
| Alberto Francisco Minicci   | 20-17525471-5 | No Independiente  |

\* 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, DGPU y DGCE.

*Diego Gustavo Petracchi* es Licenciado en Economía, egresado de la Universidad Católica Argentina, y cuenta con un Master en negocios (Programa Sloan) de la Universidad de Stanford. Actualmente está desarrollando un emprendimiento propio en la industria de *senior living* (residencias para adultos). Es el fundador y actualmente se desempeña como director ejecutivo de Yugen S.A. Entre 2006 y 2015, se desempeñó como director de NDM Holding (Valle de las Leñas S.A.), una empresa dedicada al sector turístico, inmobiliario y agropecuario. También se desempeñó como director de Nieves de Mendoza S.A., Santa Rosa del Monte S.A., Río Lobo S.A., Valles Mendocinos S.A. Además, desde 1995 a 2006, ocupó diversos cargos, incluyendo el cargo de Vicepresidente de Prefinex S.A., una compañía dedicada a la prestación de servicios de asesoramiento financiero.

*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 a agropecuaria, para Adblick Hidroponía S.A. y para Club Agtech 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, DGPU 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.

*Guillermo Pons* es Contador Público Nacional egresado de la Universidad Nacional del Comahue, realizó un Master en Dirección de Empresas, en la Escuela Internacional de Negocios, y posee un posgrado en Gestión Integral de Riesgos en la Universidad de San Andrés. Se desempeñó como Secretario de Hacienda de la Municipalidad de Neuquén, y fue Director General de Administración del Ministerio de Gobierno y Justicia de Neuquén y Gerente Administrativo de la Unidad Ejecutora de Financiamiento Externo, en la Provincia de Neuquén. Fue contratado como Consultor por la Superintendencia de Gestión Económica de la Provincia de Río Negro, por el BID, Aguas Rionegrinas, Legislatura de Río Negro, PNUD, y fue Asesor Contable en el Banco Provincia del Neuquén S.A. Fue Director de la Caja Previsional para Profesionales en Ciencias Económicas y Vicepresidente del Colegio de Contadores de Cipolletti, ambos en la Provincia de Río Negro. Ingresó al Banco Provincia del Neuquén S.A. en el año 2012, como Adscripto a la Gerencia General, y en el año 2013 se lo designa Subgerente General de Administración de Riesgos y Cumplimiento Normativo. El 10 de Diciembre de 2019 se lo designa como Ministro de Economía e Infraestructura de la Provincia de Neuquén

*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 más de 25 años de experiencia en el área de la construcción. Es miembro del directorio de Central Puerto.

*Ignacio Villamil* es Lic. en Administración de Empresas de la Universidad Católica Argentina y M.B.A. con concentración en finanzas de la Wharton School of Business, Universidad de Pennsylvania. Es miembro del Directorio de Central Puerto S.A. y miembro del Directorio de Distribuidora de Gas del Centro S.A. y cumple funciones ejecutivas en Central Vuelta de Obligado S.A. Ha tenido una experiencia en bancos de más de veinte años con funciones en el área de Banca de Inversión tanto en Citibank N.A. como en Merrill Lynch, en donde participó de numerosas transacciones de Compra Venta de empresas y de Mercado de Capitales.

*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 Pcia.s 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.

*Justo Pedro Sáenz* completó el “Programa de Gestión Avanzada” en Wharton School, Universidad de Pennsylvania en los Estados Unidos. El Sr. Sáenz es director suplente de la Emisora desde el año 2008. Entre los años 2007 y 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. Entre 2005 y 2007, trabajó en Cima Investments en el área de nuevas inversiones. Entre 2003 y 2005, se desempeñó como Director Financiero de Banco de Servicios y Transacciones S.A. En el 2002, fue co-fundador de Idun Inversiones S.A. Entre 2000 y 2001, fue socio y gerente de finanzas de Softbank Latin America Ventures, Venture Capital Fund. Entre 1984 y 2000, trabajó en Merchant Bankers Asociados, MBA Banco de Inversiones y MBA Sociedad de Bolsa. Es socio en Merchant Bankers Asociados desde 1992, la cual estaba asociada con Salomon Brothers y la emisora inversora de Nicholas Brady, ex Secretario del Tesoro de Estados Unidos. Además, actualmente se desempeña como director de Proener S.A.U., Vientos La Genoveva S.A.U. y Vientos La Genoveva II S.A.U., y como director suplente de IGCE, DGCU, DGCE, CP Renovables S.A., CP Patagones S.A.U., CP Achiras S.A.U., CPLa Castellana S.A.U., CPR Energy Solutions S.A.U., CP Manque S.A.U. y CPLos Olivos S.A.U.

*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.

*Javier Alejandro Torre* es Licenciado en Recursos Humanos, egresado de la Universidad de Buenos Aires y tiene un Máster en Administración de Empresas de la Universidad de Buenos Aires. Desde 2011 hasta 2016 se desempeñó como gerente de recursos humanos de las operaciones en Argentina de LyondellBasel. Se desempeña como gerente de recursos humanos de la Emisora desde el año 2016. Anteriormente, trabajó en ExxonMobil durante casi 20 años, donde ocupó diferentes cargos en las áreas comercial y de recursos humanos.

*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 (CMMESA) desde 2015 hasta agosto de 2019.

*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.

*Oscar Luis Gosio* es Contador Público, egresado de la Universidad de Buenos Aires. Actualmente es socio principal del estudio Gosio, Medina & Asociados, una empresa dedicada a la prestación de servicios profesionales de auditoría, contabilidad e impuestos. También es presidente y socio de Agropecuaria Huen Loo S.A. desde 2008, empresa dedicada al sector agropecuario, y además es Presidente del Instituto de Hermanos Cristianos, enfocado en la educación (Colegio Cardenal Newman) desde 2014. El Sr. Gosio también se desempeña como director de la Asociación Argentina de Criadores de Corriedale. Además, es síndico de varias compañías de la industria agrícola.

*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

*Gabriel Enrique Ranucci* es Abogado egresado de la Universidad de Belgrano en el Año 1999. Desde el año 2001 ingresó como Asesor Legal de la Subsecretaría de Ingresos Públicos de la Provincia del Neuquén, hasta el año 2012. Desde el año 2012 al año 2015 fue nombrado Director General de Legales de la Dirección Provincial de Rentas de la Provincia del Neuquén. Desde el año 2015 al año 2017 fue nombrado Director Provincial de Asuntos Legales y Concesiones dependiente de la Subsecretaría de Ingresos Públicos de la Provincia del Neuquén. Desde el 10 de Diciembre del año 2017 al presente ha sido designado como Coordinador Técnico Administrativo del Ministerio de Energía y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén.

*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.

*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 Aseguradora 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.

*Alberto Francisco Minicci* es ingeniero eléctrico. Ingresó en Central Pueto S.A. en el año 1987. Actualmente se desempeña como Gerente de Producción y Planta de Ciclo Combinado de la Emisora.

### ***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 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 aprobaron 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 expreso 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.

## ***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 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 830/2020 la CNV dispuso que mientras se prohíba, limite o restrinja la libre circulación de las personas en general, como consecuencia del estado de emergencia sanitaria en virtud del Decreto de Necesidad y Urgencia N°297/2020, según enmendado y complementado, las entidades emisoras podrán celebrar reuniones del órgano de administración a distancia, aun en los supuestos en que el estatuto social no las hubiera previsto. Asimismo, 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 29 de abril de 2022, los accionistas resolvieron que, en atención al resultado de pérdidas que arrojó el ejercicio 2021, no aprobar honorarios a favor de los directores en atención al imperativo legal previsto por el artículo 261 de la Ley 19.550. Sin perjuicio de ello, también se resolvió autorizar a los miembros del Directorio para que perciban anticipos de honorarios durante el presente ejercicio y hasta la realización de la realización de la asamblea de accionistas que considere los estados financieros cerrados al 31 de diciembre de 2022 por hasta la suma de sesenta millones de pesos (\$60.000.000), delegándose en este Directorio la asignación, metodología y oportunidad de pago, todo ello ad referendum de su ulterior aprobación por la asamblea de accionistas que considere los estados financieros cerrados al 31 de diciembre de 2022.

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, Guillermo Rafael Pons, Enrique Gonzalo Ballester, Oscar Luis Gosio, Alejo Villegas y Gabriel Ranucci 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 “*Comité de Auditoría*” para más información sobre los requisitos de independencia que deben cumplir los miembros 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.....   | Gerente Ejecutivo (CEO)                           | 2021  | 23 de marzo de 1977      |
| Enrique Terraneo.....          | Gerente Financiero (CFO)                          | 2021  | 13 de octubre de 1974    |
| Eduardo Nitardi.....           | Director de Ingeniería                            | 2016  | 18 de julio de 1955      |
| Alberto Francisco Minnici..... | Gerente de Producción y Planta de Ciclo Combinado | 2015  | 14 abril de 1965         |
| José María Sa Idungaray.....   | Gerente de Planeamiento de Combustible            | 2014  | 18 de febrero de 1967    |
| Justo Pedro Sáenz.....         | Gerente de Administración                         | 2007 <sup>(1)</sup>                         | 2 de mayo de 1958        |
| José Manuel Pazos.....         | Director de Legales                               | 2015  | 14 de septiembre de 1971 |
| Rubén Omar López.....          | Director de Energía Renovable                     | 2020  | 17 de abril de 1964      |
| Leonardo Pablo Katz            | Director de Planeamiento Estratégico              | 2020  | 24 de marzo de 1970      |
| Gabriel Omar Ures.....         | Gerente Comercial                                 | 2018  | 31 de diciembre de 1978  |
| Leonardo Marinaro.....         | Gerente de Legales                                | 2007  | 25 de abril de 1963      |
| Javier Alejandro Torre.....    | Gerente 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      | Gerente de Compliance y Auditoría Interna         | 2009  | 28 de abril de 1971      |

(1) Desde el año 2007 al año 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.

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.

*Eduardo Luis Nitardi* es Ingeniero Mecánico Electricista egresado de la Universidad Nacional de Córdoba. Asimismo, desde marzo de 1999 a noviembre de 2000, realizó una Maestría en Administración del MEM en Instituto Tecnológico de Buenos Aires. De marzo de 2002 a noviembre de 2002, el Sr. Nitardi realizó un curso en Desarrollo de Dirección en IAE Business School, Universidad Austral. El Sr. Nitardi tiene 39 años de experiencia en la industria de la energía eléctrica tanto en los segmentos de transmisión como de generación de energía eléctrica. Se desempeña como Director de Ingeniería de Central Puerto desde 2016. Anteriormente, fue CEO de CVOSA de 2012 a 2015, gerente de planeamiento y obras de Central Puerto entre 2011 y 2012, y Director Técnico en Transener S.A. de 2008 a 2011. También se desempeñó como gerente técnico en dicha compañía entre 1997 y 2008.

*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 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.

*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 Marinero* 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. Marinero 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.

*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.

*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.

Para la biografía de los Sres. Fernando Bonnet, Enrique Terraneo, Justo Pedro Sáenz, Rubén Omar López, José Manuel Pazos y Javier Alejandro Torre véase “*Directorio*”.

### **Remuneración**

En 2021, los gerentes de primera línea de la Emisora recibieron remuneraciones por un total de Ps. 215,3 millones (en valores nominales), de los cuales Ps. 34,7 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 comité. 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 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 las reuniones de Directorio celebradas el 12 y 30 de mayo de 2022.

| <u>Nombre</u>          | <u>Cargo</u>     | <u>Fecha de la primera designación en el cargo</u> | <u>Fecha de nacimiento</u> | <u>Condición (1)</u> |
|------------------------|------------------|--|----------------------------|----------------------|
| José Luis Morea .....  | Miembro          | 30 de abril de 2019                                | 19 de octubre de 1954      | Independiente        |
| Tomás José White ..... | Miembro          | 14 de mayo de 2018                                 | 18 de mayo de 1957         | Independiente        |
| Mario Elizalde.....    | Miembro          | 30 de mayo de 2022                                 | 26 de julio de 1954        | Independiente        |
| Oscar Luis Gosio.....  | Miembro suplente | 12 de julio de 2007                                | 17 de agosto de 1954       | No Independiente     |
| Jorge Villegas.....    | Miembro suplente | 11 de mayo de 2017                                 | 9 de enero de 1949         | 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 “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 N° 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 2022.

Los miembros de la Comisión Fiscalizadora se encuentran autorizados a asistir a las asambleas de accionistas y las reuniones de

directorio, convocar a 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 29 de abril de 2022. 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.

| <b>Nombre</b>                       | <b>Cargo</b>     | <b>Fecha de la primera designación en el cargo</b> | <b>Profesión</b> | <b>Fecha de nacimiento</b> |
|-------------------------------------|------------------|--|------------------|----------------------------|
| Carls 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         |
| 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 Painé 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 Painé 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 Ultra mar S.A. Asimismo, es síndico suplente de LE Capital S.R.L. y Central Aimé Painé 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, DGPU, IGCU, IGCE, Central Aime Painé 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 Tennis 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 realizó un Programa de Liderazgo, Conflicto y Coraje en IAE. Desde 1990 a la actualidad es titular en un estudio contable. También ha trabajado en el Estudio Balzarotti y asociados (Touch Ross International) dentro 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. Entre 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 realizada el 29 de abril de 2022, los accionistas aprobaron los honorarios de los miembros de la Comisión Fiscalizadora por la suma de Ps. 1.665.000 (en términos nominales) por los servicios prestados durante 2021.

### Relaciones Familiares

El Sr. Eduardo Antonio Erosa y el Sr. Horacio Ricardo Erosa son hermanos y se desempeñan como Síndico y Síndico Suplente, respectivamente, en la Comisión Fiscalizadora de la Emisora. 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 órgano de fiscalización de la Emisora al 7 de junio de 2021.

| Nombre                         | Cargo                                     | Acciones  | % de acciones |
|--------------------------------|---|-----------|---------------|
| Marcelo Atilio Suvá.....       | Director                                  | 1.500.000 | 0,10%         |
| Leonardo Pablo Katz            | Director de Planamiento Estratégico       | 2.675     | 0,00%         |
| Martín Fernández Barbiero..... | Gerente de Compliance y Auditoría Interna | 285       | 0,00%         |
| Enrique Terraneo.....          | CFO                                       | 4.000     | 0,00%         |

### Empleados

La Emisora tenía 861 empleados al 31 de diciembre de 2021, 885 empleados al 31 de diciembre de 2020 y 894 empleados al 31 de diciembre de 2019.

La siguiente tabla muestra la cantidad de empleados y su afiliación a los sindicatos para los períodos indicados:

| 2019 | Subtotal fuera de CCT | 119 | — | 9 | 4 | 0 | 11 | 1 | 6 | 4 | 31 |
|------|-----------------------|-----|---|---|---|---|----|---|---|---|----|
|      | APSEE                 | —   | — | — | — | — | 6  | — | — | — | 6  |
|      | LYF                   | 91  | — | — | — | — | —  | — | — | — | —  |

|                              |            |   |            |           |           |           |          |          |          |          |           |
|------------------------------|------------|---|------------|-----------|-----------|-----------|----------|----------|----------|----------|-----------|
| FATLYF                       | 327        | — | —          | —         | —         | —         | —        | —        | —        | —        | —         |
| APUAYE                       | —          | — | 81         | 41        | 71        | 21        | —        | —        | —        | —        | 34        |
| <b>Subtotal bajo CCT</b>     | —          | — | 16         | 5         | —         | 2         | —        | —        | —        | —        | 8         |
| <b>Total</b>                 | <b>418</b> | — | <b>97</b>  | <b>46</b> | <b>71</b> | <b>29</b> | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>48</b> |
| <b>Subtotal fuera de CCT</b> | <b>537</b> | — | <b>106</b> | <b>50</b> | <b>71</b> | <b>40</b> | <b>1</b> | <b>6</b> | <b>4</b> | <b>4</b> | <b>79</b> |

|             |                              |            |   |            |           |           |           |   |          |          |          |           |
|-------------|------------------------------|------------|---|------------|-----------|-----------|-----------|---|----------|----------|----------|-----------|
| <b>2020</b> | <b>Subtotal fuera de CCT</b> | <b>107</b> | - | <b>9</b>   | <b>4</b>  | -         | <b>16</b> | - | <b>6</b> | <b>4</b> | <b>1</b> | <b>31</b> |
|             | APJAE                        | -          | - | -          | -         | -         | <b>6</b>  | - | -        | -        | -        | <b>6</b>  |
|             | APSEE                        | <b>92</b>  | - | -          | -         | -         | -         | - | -        | -        | -        | -         |
|             | LYF                          | <b>322</b> | - | -          | -         | -         | -         | - | -        | -        | -        | -         |
|             | FATLYF                       | -          | - | <b>80</b>  | <b>43</b> | <b>71</b> | <b>21</b> | - | -        | -        | -        | <b>34</b> |
|             | APUAYE                       | -          | - | <b>16</b>  | <b>5</b>  | -         | <b>2</b>  | - | -        | -        | -        | <b>8</b>  |
|             | <b>Subtotal bajo CCT</b>     | <b>414</b> | - | <b>96</b>  | <b>48</b> | <b>71</b> | <b>29</b> | - | -        | -        | -        | <b>48</b> |
|             | <b>Total</b>                 | <b>521</b> | - | <b>105</b> | <b>52</b> | <b>71</b> | <b>45</b> | - | <b>6</b> | <b>4</b> | <b>1</b> | <b>79</b> |

|             |                           |            |   |            |           |           |           |   |          |          |          |          |           |
|-------------|---------------------------|------------|---|------------|-----------|-----------|-----------|---|----------|----------|----------|----------|-----------|
| <b>2021</b> | <b>Subtotal fuera CCT</b> | <b>116</b> | — | <b>9</b>   | <b>4</b>  | <b>1</b>  | <b>11</b> | — | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>2</b> | <b>31</b> |
|             | APJAE                     | —          | — | —          | —         | —         | <b>6</b>  | — | —        | —        | —        | —        | <b>6</b>  |
|             | APSEE                     | <b>89</b>  | — | —          | —         | —         | —         | — | —        | —        | —        | —        | —         |
|             | LYF                       | <b>302</b> | — | —          | —         | —         | —         | — | —        | —        | —        | —        | —         |
|             | FATLYF                    | —          | — | <b>82</b>  | <b>43</b> | <b>67</b> | <b>25</b> | — | —        | —        | —        | —        | <b>34</b> |
|             | APUAYE                    | —          | — | <b>16</b>  | <b>5</b>  | —         | <b>2</b>  | — | —        | —        | —        | —        | <b>7</b>  |
|             | <b>Subtotal bajo CCA</b>  | <b>391</b> | — | <b>98</b>  | <b>48</b> | <b>67</b> | <b>33</b> | — | —        | —        | —        | —        | <b>47</b> |
|             | <b>Total</b>              | <b>507</b> | — | <b>107</b> | <b>52</b> | <b>68</b> | <b>44</b> | — | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>1</b> | <b>2</b> | <b>78</b> |

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 Aguay 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 49 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, Fernández Madero & Lombardi, con domicilio en Ing. Butty 275, Piso 12 (C1001AFA), Ciudad de Buenos Aires. El Estudio Bruchou, Fernández Madero & Lombardi asesora legalmente a la Emisora en la creación del Programa y la emisión de las Obligaciones Negociables.

### Audidores

Los estados financieros de la Emisora correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019, 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 2019 | Dictaminante titular:<br>Germán Enrique Cantalupi/    | 20.795.867/ | 20-20795867-1/ | PHM              | 25 de mayo 487 (1002) Ciudad Autónoma de Buenos Aires | C.P.C.E.C.A.B.A. T° 248, F° 60 / |
|                         | Dictaminante suplente:<br>Ezequiel Alejandro Calciati | 14.455.908  | 20-14455908-9  |                  |   | C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163, F° 233  |
| 31 de diciembre de 2020 | Dictaminante titular:<br>Germán Enrique Cantalupi/    | 20.795.867/ | 20-20795867-1/ | PHM              | 25 de mayo 487 (1002) Ciudad Autónoma de Buenos Aires | C.P.C.E.C.A.B.A. T° 248, F° 60 / |
|                         | Dictaminante suplente:<br>Gustavo Ariel Kurgansky     | 28.488.167  | 28.488.167-3   |                  |   | C.P.C.E.C.A.B.A. T° 309, F° 176  |
| 31 de diciembre de 2021 | Dictaminante titular:<br>Germán Enrique Cantalupi/    | 20.795.867/ | 20-20795867-1/ | PHM              | 25 de mayo 487 (1002) Ciudad Autónoma de Buenos Aires | C.P.C.E.C.A.B.A. T° 248, F° 60 / |
|                         | Dictaminante suplente:<br>Gustavo Ariel Kurgansky     | 28.488.167  | 28.488.167-3   |                  |   | C.P.C.E.C.A.B.A. T° 309, F° 176  |

La asamblea general ordinaria de accionistas de fecha 29 de abril de 2022 designó a (i) Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L. como auditores contables del ejercicio que finalizará el 31 de diciembre de 2022; (ii) al Sr. Germán Enrique Cantalupi (C.P.C.E.C.A.B.A. T°248, F°60) socio de Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., como contador dictaminante Titular de los mencionados estados contables; y (iii) al Sr. Gustavo Ariel Kurgansky (C.P.C.E.C.A.B.A. T°309, F°176) como contador dictaminante Suplente de los mencionados estados contables.



## **RAZONES PARA LA OFERTA Y DESTINO DE LOS FONDOS**

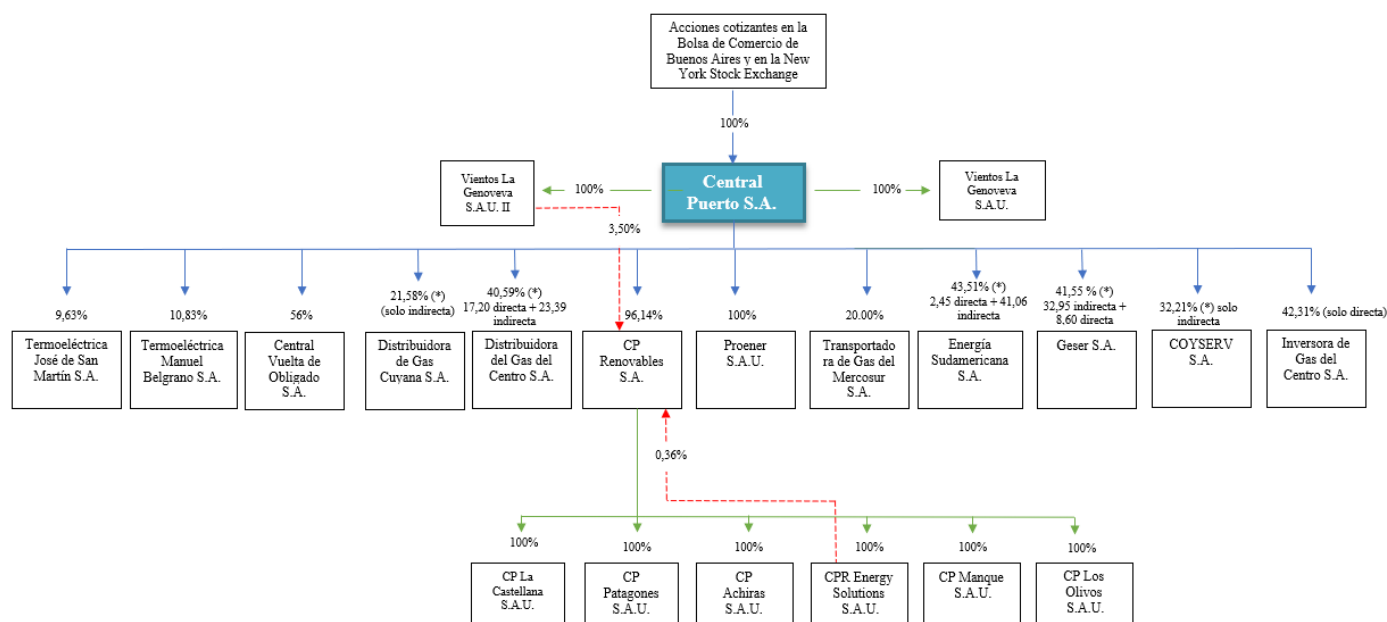
Los fondos obtenidos por la colocación de las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa serán destinados para uno o más de los destinos previstos en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, que exige que los fondos obtenidos por la colocación de las Obligaciones Negociables emitidas 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.



## ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS

### Estructura y organización del Emisor y su grupo económico

Central Puerto: Estructura a Diciembre 2021



(\*) Refleja la participación directa y/o indirecta en Distribuidora de Gas Cuyana S.A., Distribuidora de Gas del Centro S.A., Energía Sudamericana S.A., Geser S.A. y COYSERV S.A.

(1) 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.

(2) Estos porcentajes reflejan el interés beneficiario de Central Puerto en TJSM, TMB y el fideicomiso de CVOSA. 10 años después de que las plantas se vuelvan operativas, su titularidad será transferida a las empresas operativas. Para más información, véase “Información sobre la Emisora – Inversiones en FONINMEM”.

(3) Los porcentajes indican la participación directa de 2.45% de la Compañía en Energía Sudamericana S.A., y la participación indirecta de la Compañía de 42.55% en Energía Sudamericana S.A., a través de nuestra participación en IGCE.

### Accionistas Principales

A la fecha el capital social de la Emisora está formada por 1.514.022.256 acciones de valor nominal AR\$ 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 hay existen transacciones contempladas 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”) conforme a los términos de la propuesta de contrato de asistencia gerencial de fecha 30 de noviembre de 2007, y sus posteriores enmiendas y cesiones (la “Propuesta de Asistencia”). La vigencia de la Propuesta de Asistencia es de cinco años contados a partir del 1 de diciembre de 2007, prorrogable de manera automática por igual plazo hasta el 1 de diciembre de 2017. La Emisora pagará a RMPE Asociados S.A. una retribución equivalente al uno y medio por ciento (1,50%) de los ingresos brutos anuales por las ventas que realice la Emisora como consecuencia de sus actividades principales. Los montos acumulados bajo este acuerdo durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 fueron de AR\$ 848 millones, AR\$ 821,7 millones, y AR\$ 738,3 millones, respectivamente. Además de los servicios que recibimos de RMPE, un contrato de arrendamiento entre nosotros como arrendadores, y RMPE, como arrendatario, que implica un pago mensual de \$ 18,000, y la participación de tres miembros de RMPE en el Directorio de la Emisora, la Emisora no ha recibido otros servicios de RMPE, ni tiene partes relacionadas con RMPE.

### ***Contrato de opción de compra de acciones***

El 18 de enero de 2017, CP Renovables celebró un acuerdo de opciones sobre acciones con su entonces presidente y gerente general (el “Beneficiario” y el “Acuerdo de Opción”, respectivamente). En virtud del Acuerdo de Opción, el Beneficiario tenía la obligación, por 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. Asimismo, el Beneficiario tiene derecho a adquirir hasta el 10% del capital social totalmente diluido de CP Renovables, total o parcialmente, en una o varias adquisiciones, en cualquier momento antes del séptimo aniversario de la fecha de ejecución del acuerdo de opción sobre acciones. El acuerdo de opciones sobre acciones incluye ajustes y protecciones antidilución. A la fecha de este Prospecto, la opción contemplada dentro del Acuerdo de Opción, aunque totalmente conferida, no se ha ejercido ni asignado.

Para mayor información respecto de transacciones con partes relacionadas, véase la Nota 18 a los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.



## ACTIVOS FIJOS DE LA EMISORA

La Emisora posee diversos activos a cordes a los rubros de negocio en los que opera. A continuación se detallan los principales activos fijos de la Sociedad al 31 de diciembre de 2021 y al 31 de marzo de 2022, correspondientemente:

|  | Ejercicio finalizado el 31 de<br>diciembre de | Ejercicio finalizado el 31 de<br>marzo de |
|--|---|---|
|  | <i>(en miles de Ps.)</i>                      |   |
|  | <b>2021</b>                                   | <b>2022</b>                               |
| Terrenos y edificios.....  | 12.257.184                                    | 14.091.976                                |
| Máquinas, equipos, turbogrupos y equipos auxiliares.....                                       | 66.242.686                                    | 75.120.814                                |
| Aerogeneradores .....  | 30.977.424                                    | 35.442.584                                |
| Turbinas .....   | 3.854.966                                     | 4.474.447                                 |
| Desvalorización de turbinas .....  | (2.245.702)                                   | (2.606.579)                               |
| Desvalorización de máquinas y<br>equipos, terrenos y edificios,<br>obras en curso y otros..... | (13.363.053)                                  | (15.166.031)                              |
| Obras en curso.....  | 11.501.399                                    | 13.456.288                                |
| Otros.....   | 1.398.422                                     | 1.611.482                                 |
| <b>Total .....</b>   | <b>110.623.326</b>                            | <b>126.424.981</b>                        |

## 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 2021, comparativo con el ejercicio anterior, y de los estados financieros de la Emisora por el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, comparativo con el periodo de tres meses anterior. La firma PHM ha emitido su informe de auditor independiente sobre los estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021 y su informe sobre revisión de estados financieros condensados de periodo intermedio correspondiente al periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, con fecha 9 de marzo de 2022 y con fecha 12 de mayo de 2022, 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 2021, 2020 y 2019 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 2022 y 2021 y la información del estado de situación patrimonial consolidado seleccionada al 31 de marzo de 2022 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 2022.

#### *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 esa 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, la inflación trienal se ubicó en 2018 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.

Por lo tanto, los estados financieros, incluyendo las cifras correspondientes al ejercicio o período anterior (sin que este hecho modifique las decisiones tomadas en base a la información financiera correspondiente a dichos ejercicios o períodos), han sido reexpresadas para considerar los cambios en el poder adquisitivo general de la moneda funcional de la Sociedad (el peso argentino) conforme a lo establecido en la NIC 29 y en la Resolución General N° 777/2018 de la Comisión Nacional de Valores. Como resultado de ello, los estados financieros están expresados en la unidad de medida corriente al final del ejercicio o período sobre el que se informa. Los estados financieros al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 están expresados en la unidad de medida corriente al cierre del ejercicio anual al 31 de diciembre de 2021 mientras que los estados financieros al 31 de marzo de 2022 y 2021 están expresados en la unidad de medida corriente al cierre del periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022.

## ESTADOS FINANCIEROS

### Estado de Resultados

|   | Periodo de tres<br>meses finalizado<br>el 31 de marzo de | al 31 diciembre de       |                          |                          |
|---|--|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
|   | <u>2022</u>  | <u>2021</u>              | <u>2020</u>              | <u>2019</u>              |
|   | <i>(en miles de Pesos Argentinos)</i>                    |                          |                          |                          |
| Ingresos de las actividades ordinarias (1).....                         | 17.158.400   | 57.079.339               | 57.521.079               | 73.896.832               |
| Costo de ventas.....  | (7.591.984)  | (29.562.588)             | (25.381.445)             | (38.954.605)             |
| <b>Ganancia bruta.....</b>  | <b><u>9.566.416</u></b>                                  | <b><u>27.516.751</u></b> | <b><u>32.139.634</u></b> | <b><u>34.942.227</u></b> |
| Gastos administrativos y de comercialización                            | (993.550)  | (4.151.623)              | (4.486.896)              | (5.411.458)              |
| Otros ingresos operativos.....  | 4.368.951  | 10.919.061               | 21.280.499               | 37.714.518               |
| Otros gastos operativos.....  | (8.565)  | (807.635)                | (689.930)                | (556.380)                |
| Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles  | -  | (7.765.017)              | (6.062.276)              | (9.050.812)              |
| <b>Ganancia operativa.....</b>  | <b><u>12.933.252</u></b>                                 | <b><u>25.711.537</u></b> | <b><u>42.181.031</u></b> | <b><u>57.638.095</u></b> |
| Resultado por exposición al cambio en el poder adquisitivo de la moneda | (3.153.743)  | (1.653.978)              | 1.749.785                | (4.997.078)              |
| Ingresos financieros.....   | 1.718.075  | 1.942.647                | 7.788.279                | 7.399.195                |
| Gastos financieros.....   | (4.706.370)  | (17.815.205)             | (33.655.663)             | (32.724.460)             |
| Participación en los resultados netos de asociadas                      | (197.683)  | (564.502)                | 164.149                  | 2.287.745                |
| <b>Ganancia antes del impuesto a las ganancias</b>                      | <b><u>6.593.531</u></b>                                  | <b><u>7.620.499</u></b>  | <b><u>18.227.581</u></b> | <b><u>29.603.497</u></b> |
| Impuesto a las ganancias.....   | (1.806.880)  | (8.268.362)              | (7.725.155)              | (11.806.060)             |
| <b>Ganancia neta del ejercicio</b>                                      | <b><u>4.786.651</u></b>                                  | <b><u>(647.863)</u></b>  | <b><u>10.502.426</u></b> | <b><u>17.797.437</u></b> |
| Otros resultados integrales, neto.....                                  | -  | 252                      | 8.308                    | (65.903)                 |
| Resultado integral total neto del ejercicio                             | <b>4.790.080</b>   | <b>(647.611)</b>         | <b>10.510.734</b>        | <b>17.731.534</b>        |
| Participaciones minoritarias  | (3.429)  | 94.213                   | 99.647                   | (304.046)                |

*(1) Incluye ingresos devengados pendientes de cobro.*

### Estado de Situación Financiera

|                                   | Al<br>31 de marzo de<br>2022 | 2021                                  | Al<br>31 de diciembre de<br>2020 | 2019        |
|-----------------------------------|------------------------------|---------------------------------------|----------------------------------|-------------|
|                                   |                              | <i>(en miles de Pesos Argentinos)</i> |                                  |             |
| <b>Activo no corriente</b>        |                              |                                       |                                  |             |
| Propiedades, Planta y Equipo..... | 126.424.981                  | 110.623.326                           | 119.525.703                      | 116.507.720 |
| Activos intangibles.....          | 6.330.509                    | 6.039.588                             | 10.179.651                       | 14.525.850  |
| Inversión en asociadas.....       | 7.123.951                    | 6.300.371                             | 7.039.925                        | 7.090.672   |

|   | Al<br>31 de marzo de<br>2022   | 2021               | Al<br>31 de diciembre de<br>2020 | 2019               |
|---|--------------------------------|--------------------|----------------------------------|--------------------|
|   | (en miles de Pesos Argentinos) |                    |                                  |                    |
| Otros activos financieros .....   | 337.228                        | 34.877             | -                                | -                  |
| Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar..                       | 31.312.772                     | 30.427.894         | 44.376.921                       | 49.830.251         |
| Otros activos no financieros .....                                      | 307.789                        | 344.226            | 730.724                          | 1.416.226          |
| Inventarios .....   | 436.436                        | 381.710            | 993.388                          | 296.261            |
| Activo por impuesto diferido  | 208.686                        | 131.556            | 148.496                          | -                  |
| <b>Total activo no corriente.....</b>                                   | <b>172.482.352</b>             | <b>154.283.548</b> | <b>182.994.808</b>               | <b>189.666.981</b> |
| <b>Activo corriente</b>   |                                |                    |                                  |                    |
| Inventarios .....   | 1.780.016                      | 1.447.182          | 1.213.912                        | 1.351.308          |
| Otros activos no financieros .....                                      | 1.637.097                      | 2.353.292          | 1.359.017                        | 2.067.766          |
| Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar..                       | 28.589.941                     | 22.753.339         | 28.279.049                       | 32.141.024         |
| Otros activos financieros .....   | 25.947.394                     | 19.839.795         | 21.247.011                       | 15.820.342         |
| Efectivo y colocaciones a corto plazo.....                              | 314.778                        | 281.728            | 420.671                          | 3.069.792          |
| <b>Total activo corriente.....</b>                                      | <b>58.269.226</b>              | <b>46.675.336</b>  | <b>52.519.660</b>                | <b>54.450.232</b>  |
| Propiedades, planta y equipos disponibles para la venta                 | -                              | -                  | 3.561.394                        | -                  |
| <b>Total activo.....</b>  | <b>230.751.578</b>             | <b>200.958.884</b> | <b>239.075.862</b>               | <b>244.117.213</b> |
| <b>Pasivo y patrimonio neto</b>   |                                |                    |                                  |                    |
| <b>Patrimonio neto</b>  |                                |                    |                                  |                    |
| Capital .....   | 1.514.022                      | 1.514.022          | 1.514.022                        | 1.514.022          |
| Ajuste de capital.....  | 46.023.863                     | 39.442.309         | 39.442.309                       | 39.442.309         |
| Reserva legal .....   | 7.327.879                      | 6.313.345          | 5.793.206                        | 4.888.133          |
| Reserva facultativa.....  | 96.406.178                     | 83.058.876         | 73.176.237                       | 54.478.206         |
| Otras cuentas del patrimonio  | (3.444.642)                    | (2.967.736)        | (2.967.736)                      | -                  |
| Resultados no asignados.....  | 3.938.689                      | (733.517)          | 10.411.085                       | 19.603.104         |
| <b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....</b> | <b>151.765.989</b>             | <b>126.627.299</b> | <b>127.369.123</b>               | <b>119.925.774</b> |
| Participaciones no controladoras.....                                   | 194.022                        | 170.113            | 193.686                          | 1.624.867          |
| <b>Total patrimonio neto.....</b>                                       | <b>151.960.011</b>             | <b>126.797.412</b> | <b>127.562.809</b>               | <b>121.550.641</b> |
| <b>Pasivo no corriente</b>  |                                |                    |                                  |                    |
| Otros pasivos no financieros .....                                      | 5.577.901                      | 5.416.996          | 7.930.929                        | 8.948.531          |
| Préstamos y deudas que devengan intereses .....                         | 38.307.477                     | 36.182.243         | 46.557.746                       | 63.060.153         |
| Pasivo por compensaciones y beneficios a los empleados .....            | 391.458                        | 341.835            | 474.880                          | 471.152            |
| Provisiones   | 59.374                         | 48.179             | 68.532                           | 18.886             |
| Pasivo por impuesto diferido.....                                       | 16.815.838                     | 15.174.672         | 13.584.596                       | 12.967.270         |
| <b>Total pasivo no corriente.....</b>                                   | <b>61.152.048</b>              | <b>57.163.925</b>  | <b>68.616.683</b>                | <b>85.465.992</b>  |
| <b>Pasivo corriente</b>   |                                |                    |                                  |                    |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.....            | 3.320.117                      | 2.721.562          | 3.842.213                        | 12.122.921         |
| Otros pasivos no financieros .....                                      | 3.683.832                      | 3.357.632          | 3.397.995                        | 3.563.963          |
| Préstamos y deudas que devengan intereses                               | 5.365.050                      | 6.814.403          | 30.376.190                       | 16.492.633         |
| Pasivo por compensaciones y beneficios da los empleados .....           | 1.315.648                      | 1.632.182          | 1.537.973                        | 1.435.798          |
| Impuesto a las ganancias a pagar .....                                  | 3.879.896                      | 2.382.082          | 3.689.390                        | 3.428.844          |

|   | <b>Al<br/>31 de marzo de<br/>2022</b> | <b>2021</b>        | <b>Al<br/>31 de diciembre de<br/>2020</b> | <b>2019</b>        |
|---|---------------------------------------|--------------------|---|--------------------|
|   | (en miles de Pesos Argentinos)        |                    |   |                    |
| Provisiones.....                            | 74.976                                | 89.686             | 52.609                                    | 56.420             |
| <b>Total pasivo corriente.....</b>          | <b>17.639.519</b>                     | <b>16.997.547</b>  | <b>42.896.370</b>                         | <b>37.100.580</b>  |
| <b>Total pasivo.....</b>                    | <b>78.791.567</b>                     | <b>74.161.472</b>  | <b>111.513.053</b>                        | <b>122.566.572</b> |
| <b>Total pasivo y patrimonio neto .....</b> | <b>230.751.578</b>                    | <b>200.958.884</b> | <b>239.075.862</b>                        | <b>244.117.213</b> |

## INDICADORES

|  | <b>Periodo de<br/>tres meses<br/>finalizado<br/>el 31 de<br/>marzo de</b> | <b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de</b> |             |             |
|--|---|---|-------------|-------------|
|  | <b>2022</b>   | <b>2021</b>                                       | <b>2020</b> | <b>2019</b> |
| Índices de Liquidez (Activo Corriente/Pasivo Corriente)                | 3,30  | 2,75  | 1,31        | 1,47        |
| Índices de Solvencia (Patrimonio Neto/Pasivo)                          | 1,93  | 1,71  | 1,14        | 0,99        |
| Inmovilización de capital (Activo no Corriente/Activo Total)           | 0,75  | 0,77  | 0,77        | 0,78        |
| Índices de Rentabilidad (Resultado del Ejercicio/ Patrimonio Promedio) | 0,03  | (0,01)  | 0,08        | 0,16        |



## 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 2021, 2020 y 2019, y al 31 de marzo de 2022 y 2021.

|  | <b>Periodo de tres<br/>meses finalizado el<br/>31 de marzo de<br/>2022<br/>(en miles de<br/>Pesos)</b> | <b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de</b> |                    |                                    |
|--|--|---|--------------------|------------------------------------|
|  |  | <b>2021</b>                                       | <b>2020</b>        | <b>2019</b><br>(en miles de Pesos) |
| <b>Capitalización</b>  |  |   |                    |                                    |
| Patrimonio   |  |   |                    |                                    |
| Capital  | 1.514.022  | 1.514.022   | 1.514.022          | 1.514.022                          |
| Ajuste de capital  | 46.023.863   | 39.442.309  | 39.442.309         | 39.442.309                         |
| Reserva legal  | 7.327.879  | 6.313.345   | 5.793.206          | 4.888.133                          |
| Reserva facultativa  | 96.406.178   | 83.058.876  | 73.176.237         | 54.478.206                         |
| Otras cuentas del patrimonio                                       | (3.444.642)  | (2.967.736)                                       | (2.967.736)        | -                                  |
| Resultados no asignados  | 3.938.689  | (733.517)   | 10.411.085         | 19.603.104                         |
| <b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b> | <b>151.765.989</b>   | <b>126.627.299</b>                                | <b>127.369.123</b> | <b>119.925.774</b>                 |
| Participaciones no controladoras                                   | 194.022  | 170.113   | 193.686            | 1.624.867                          |
| <b>Total del Patrimonio</b>  | <b>151.960.011</b>   | <b>126.797.412</b>                                | <b>127.562.809</b> | <b>121.550.641</b>                 |
| <b>Endeudamiento (1)</b>   |  |   |                    |                                    |
| Deuda corriente garantizada (2)                                    | 4.963.848  | 6.435.471   | 29.883.589         | 15.997.245                         |
| Deuda corriente no garantizada                                     | 401.202  | 378.932   | 492.601            | 495.388                            |
| Deuda no corriente garantizada (3)                                 | 34.897.474   | 32.868.346  | 41.757.564         | 57.953.936                         |
| Deuda no corriente no garantizada                                  | 3.410.003  | 3.313.897   | 4.800.182          | 5.106.217                          |
| Deuda total  | <b>43.672.527</b>  | <b>42.996.646</b>                                 | <b>46.557.746</b>  | <b>63.060.153</b>                  |
| <b>Total de Capitalización y Endeudamiento</b>                     | <b>195.632.538</b>   | <b>169.794.058</b>                                | <b>174.120.555</b> | <b>184.610.794</b>                 |

(1) Esta información debe leerse complementariamente con la información consignada en “*Información sobre la Emisora – Financiamiento y garantías otorgadas*” y con los estados financieros auditados para el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2021 y los estados financieros no auditados para el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, y sus notas relacionadas (Ítem deudas y préstamos financieros que devengan interés).

## 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.

|  | 2017    | 2018 <sup>(1)</sup> | 2019 <sup>(1)</sup> | 2020 <sup>(1)</sup> | 2021    |
|--|---------|---------------------|---------------------|---------------------|---------|
| <b>Actividad económica</b>   |         |                     |                     |                     |         |
| PBI nominal en U\$S corrientes(1)<br>(en millones de U\$S)                                 | 637.173 | 503.897             | 442.159             | 383.761             | 487.286 |
| Inversión nacional bruta real (2)<br>(en pesos de 2004) (% de<br>variación) como % del PBI | 10,27%  | (1,57%)             | (15,63%)            | (3,36%)             | 20,53%  |
| <b>Índices de precios e información<br/>sobre el tipo de cambio</b>                        |         |                     |                     |                     |         |
| IPC del INDEC (% de<br>variación)(3)   | 24,8%   | 47,6%               | 53,8%               | 36,1%               | 50,9%   |
| <b>Actividad económica</b>   |         |                     |                     |                     |         |
| Inflación (medida según el IPC de<br>la Ciudad de Buenos Aires) (% de<br>variación)(4)     | 26,1%   | 45,5%               | 50,6%               | 30,5%               | 49,29%  |
| Inflación (medida según el IPC de<br>la Provincia de San Luis) (% de<br>variación)(4)      | 24,3%   | 50,0%               | 57,6%               | 41,8%               | 50,70%  |
| Índice de Precios Mayoristas<br>(IPM) (% de variación)                                     | 18,8%   | 73,5%               | 58,50%              | 35,4%               | 51,30%  |
| Tipo de cambio nominal (5) (en<br>Ps./U\$S al cierre del período)                          | 18,65   | 37,70               | 58,89               | 84,15               | 102,73  |

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) Cálculos para los ejercicios 2014 a 2020 basados en la inversión nacional bruta real (pesos de 2004) y el PBI informado por el INDEC en marzo de 2022.
- (3) Los datos disponibles para el año 2015 son hasta octubre de ese año (última fecha publicada). Las autoridades del INDEC que asumieron sus funciones en diciembre de 2015, declararon el estado de emergencia del sistema de estadísticas de Argentina. Así pues, el sitio web del INDEC advierte que las series estadísticas publicadas desde enero de 2007 hasta diciembre de 2015 debían ser consideradas con reservas, excepto las que ya hayan sido revisadas en 2016, según informado por el INDEC en su sitio web. El INDEC, en el marco de las atribuciones conferidas por los decretos 181/15 y 55/16, dispuso las investigaciones requeridas para establecer la regularidad de procedimientos de obtención de datos, su procesamiento, elaboración de indicadores y difusión. El IPC para 2016 contiene datos de abril a diciembre de 2016 (única información publicada).
- (4) El 8 de enero de 2016, tras determinar que las series estadísticas elaboradas por el INDEC no eran fiables, incluso las referidas al IPC, el gobierno anterior declaró al sistema de estadísticas nacional y al INDEC en un estado de emergencia administrativa hasta el 31 de diciembre de 2016. El INDEC implementó ciertas reformas metodológicas y ajustó ciertas estadísticas macroeconómicas en función de dichas reformas. Durante los primeros seis meses de este período de reorganización, el INDEC dio a conocer las cifras oficiales del IPC publicada por la Ciudad de Buenos Aires y la provincia de San Luis a modo de referencia; las cuales se incluyen en el presente.
- (5) Tipo de cambio divisas vendedor publicado por el Banco de la Nación Argentina.

En 2015, el PBI real de Argentina aumentó un 2,7%, principalmente, como consecuencia de: (i) un aumento del 3,5% en la inversión bruta, el cual obedece a un aumento del 5,9% en inversiones brutas y un aumento del 2,5% en las inversiones en construcción; y (ii) un aumento del 6,9% en el consumo del sector público y del 3,7% en el consumo del sector privado. Estos factores se vieron parcialmente compensados por un aumento del 4,7% en las importaciones, motivado por una mayor actividad económica, lo cual generó un saldo de la balanza comercial negativo.

Durante 2017, en comparación con 2016, el PBI de Argentina aumentó en un 10,27%, principalmente como resultado de (i) un aumento del 13,4% en inversiones brutas, (ii) un aumento del 4,2% en el consumo del sector privado, (iii) un aumento del 2,6% en el consumo del sector público, y (iv) un aumento del 2,6% en exportaciones. Estos factores se vieron parcialmente compensados por un aumento del 15,6% en las importaciones.

Durante 2018, en comparación con 2017, el PBI de Argentina disminuyó un 1,57%, principalmente como resultado de (i) una disminución del 5,7% en inversiones brutas, (ii) una disminución del 2,2% en el consumo del sector privado, y (iii) una disminución del 1,9% en el consumo del sector público. Estos factores se vieron parcialmente compensados por una disminución del 4,5% en las importaciones.

Durante 2019, en comparación con 2018, el PBI de Argentina disminuyó un 15,63%, principalmente como resultado de (i) una disminución del 15,9% en inversiones en bienes de capital, (ii) una disminución del 6,4% en el consumo del sector privado, y (iii) una disminución del 7,3% en el consumo del sector público. Estos factores se vieron parcialmente compensados por un aumento del 9,1% en las exportaciones y una disminución del 19% en las importaciones.

Durante 2020, en comparación con 2019, el PBI de Argentina disminuyó un 3,36%, principalmente como resultado de (i) una disminución del 12,9% en el consumo del sector privado, (ii) una disminución de 13,8% en la formación bruta de capital fijo, y (iii) una disminución del 17,3% de las exportaciones. Estos factores se vieron parcialmente compensados por una disminución del 17,9% en las importaciones respecto de 2019.

Durante 2021, en comparación con 2020, el PBI de Argentina incrementó un 10,30%, principalmente como resultado de un incremento del 32% en inversiones en bienes de capital, un incremento del 10,20% en el consumo del sector privado, un incremento del 7,8% en el consumo público, un incremento del 9% en las exportaciones y un incremento del 21,5% en las importaciones.

A la fecha de este Prospecto, Argentina tiene importantes retos por delante, entre ellos, la necesidad de atraer inversiones en bienes de capital que posibiliten el crecimiento sustentable y reduzcan la presión inflacionaria, renegociar los contratos de servicios públicos y resolver la crisis energética actual. Véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las Actividades de la Emisora”, en particular “El brote de una enfermedad, incluso el COVID-19, podría tener consecuencias adversas significativas para las operaciones de la Emisora, incluidos nuevos proyectos” y “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” y “Liquidez y Recursos de Capital”.

En vista de estas incertidumbres, la evolución a largo plazo de la economía argentina sigue siendo incierta. La tasa de crecimiento del PBI real disminuyó en 2018, mientras que el índice de inflación fue del 47,64%. En 2019, la tasa de crecimiento del PBI real disminuyó, y el índice de inflación fue del 53,83%. Asimismo, en 2020, la tasa de crecimiento del PBI real continuó cayendo mientras que el índice de inflación fue del 36,1%. En 2021, la tasa de crecimiento del PBI real incrementó un 10,30% y el índice de inflación incrementó un 50,9%

Durante 2019, toda la actividad económica de Argentina se vio principalmente afectada por períodos de volatilidad en los índices cambiarios y financieros, los cuales aumentaron luego de las elecciones primarias llevadas a cabo en agosto. Luego de una modesta recuperación registrada durante el segundo trimestre del año, la turbulencia financiera del tercer trimestre generó una doble recaída en la actividad. En términos generales, la mayoría de los sectores económicos se vieron adversamente afectados por el contexto macroeconómico general en diferentes grados (con la excepción del sector agrícola que tuvo un desempeño sobresaliente).

Durante 2020, la actividad económica en Argentina se vio afectada principalmente por el COVID-19 y las medidas de cuarentena impuestas provocando una fuerte caída en la actividad ya que muchas industrias cerraron. En el tercer trimestre de 2020 y debido a una cuarentena más flexible, la actividad económica comenzó a recuperarse con niveles por debajo de los previos a la crisis del COVID-19.

En 2021, la crisis económica general en Argentina se vio principalmente afectada por períodos de volatilidad en los tipos de cambio e indicadores financieros, una tasa de inflación elevada e incertidumbre macroeconómica, todo ello atribuible fundamentalmente a la falta de reservas del Banco Central y la necesidad de llegar a un acuerdo con el FMI respecto a los pagos a realizar en 2022. La actividad económica en Argentina en 2021 se vio afectada también por la pandemia de COVID-19 y por las diversas medidas adoptadas por el Gobierno Nacional para hacer frente a sus consecuencias.

### *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.

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 1° de julio de 2018. Dichos factores se mantuvieron en 2019, 2020 y 2021. Véase *“Riesgos relacionados con Argentina - Al 1 de julio de 2018, 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 y las de sus subsidiarias argentinas.”*

Por lo tanto, los estados financieros de la Emisora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, 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 N° 777/2018 de la CNV.

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 están expresados en la unidad de medida corriente al cierre del ejercicio anual al 31 de diciembre de 2021 mientras que los estados financieros al 31 de marzo de 2021 y 2020 están expresados en la unidad de medida corriente al cierre del periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021.

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. 1.654 millones para el ejercicio 2021, ha reconocido una ganancia con respecto al efecto del ajuste por inflación de Ps. 1.750 millones para el ejercicio 2020, y ha reconocido una pérdida con respecto al efecto del ajuste por inflación de Ps. 4.997 millones para el ejercicio 2019.

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. La escala consta de tres segmentos: 25% sobre una ganancia neta imponible acumulada de hasta Ps. 5 millones; 30% sobre el excedente de dicha suma hasta los Ps. 50 millones; y 35% sobre el excedente de dicha suma. Los montos estimados en esta escala se ajustarán anualmente a partir del 1 de enero de 2022, considerando la variación anual del índice de precios al consumidor del INDEC correspondiente a octubre del año anterior al ajuste comparada con el mismo mes del año anterior.

### **Impacto del COVID-19**

Para más información sobre el impacto de la pandemia de COVID-19 en nuestras actividades comerciales, véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con las Actividades de la Emisora”—*El brote de una enfermedad, incluso el COVID-19, podría tener consecuencias adversas significativas para las operaciones de la Emisora, incluidos nuevos proyectos*”.

### **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”.

De acuerdo al tipo de cambio informado por la Comunicación “A” 3500 del BCRA 2015. La devaluación del Peso Argentino respecto al Dólar Estadounidense ascendió a un total de 17,36% en 2017, 102,16% en 2018, 58,86% en 2019, 40,67% en 2020 y 22,07% en 2021.

Al 31 de diciembre de 2021, la Emisora no tenía instrumentos derivados que cumplieran los requisitos de la S NIFF para ser designados como cobertura eficaz de este riesgo específico. Al 31 de diciembre de 2021, 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 U\$S 496,6 millones, mientras que, a esa misma fecha, la Emisora tenía pasivos denominados en moneda extranjera por un valor total de U\$S 442,5 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 41,7% de las ventas en 2021), 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:

|  | 2021              |                        | 2020              |                        | 2019              |                        |
|--|-------------------|------------------------|-------------------|------------------------|-------------------|------------------------|
|  | (en miles de Ps.) | Porcentaje de ingresos | (en miles de Ps.) | Porcentaje de ingresos | (en miles de Ps.) | Porcentaje de ingresos |
| Energía Base (Resolución SE N° 19/2017, SGE 70 y 95/2013, con sus modificatorias)(1) | 23.816.074        | 41,72%                 | 26.375.183        | 45,86%                 | 56.261.695        | 76,14%                 |
| Ventas por contratos (2)   | 30.115.202        | 52,77%                 | 27.766.903        | 48,27%                 | 15.105.173        | 20,44%                 |
| Ventas de vapor (3)  | 1.715.963         | 3,00%                  | 1.607.183         | 2,79%                  | 893.170           | 1,21%                  |
| Reventa de capacidad de transporte y distribución de gas                             | 307.995           | 0,54%                  | 595.979           | 1,04%                  | 588.289           | 0,80%                  |
| Ingresos por gerenciamiento de la central térmica CVO                                | 1.124.105         | 1,97%                  | 1.175.831         | 2,04%                  | 1.048.505         | 1,41%                  |
| <b>Total ingresos de las actividades ordinarias</b>                                  | <b>57.079.339</b> | <b>100%</b>            | <b>57.521.079</b> | <b>100%</b>            | <b>73.896.832</b> | <b>100%</b>            |

- (1) Incluye (i) ventas de energía y capacidad a CAMMESA remuneradas conforme a las Resoluciones N° 95, 19/2017, la Resolución SE 1/2019, Resolución SEN° 31/2020, Resolución N° 440/21 y Resolución N° 238/2022, (ii) ventas spot de energía y capacidad a CAMMESA no remuneradas conforme a la Resolución N° 95 (con sus modificatorias), (iii) la remuneración conforme a la Resolución N° 724/2008 relacionada con los contratos con CAMMESA para mejorar la capacidad de generación de energía existente en Argentina, y (iv) ingresos relacionados con Resolución SEE 70/18. 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 del contrato de abastecimiento de vapor que la Emisora tiene con YPF desde la Planta de Luján de Cuyo y la Planta Terminal 6-San Lorenzo.

A partir de febrero de 2022, las ventas bajo Energía Base están reguladas por la Resolución N° 238/2022, mientras que desde febrero de 2021, las ventas bajo Energía Base están reguladas por la Resolución 440/21 y, desde el mes de febrero de 2020 hasta enero de 2021, estuvieron reguladas por la Resolución 31/20. Desde febrero de 2019 y hasta enero de 2020, las ventas en virtud del programa Energía Base estuvieron reguladas por la Resolución SRRyME N° 1/19, desde febrero de 2017 y hasta el 28 de febrero de 2019, las ventas en virtud del programa Energía Base estuvieron reguladas por la Resolución SEE N° 19/17, la cual reemplazó a la Resolución SE N° 95/13, con las modificatorias introducidas por Resolución SE N° 529/14, Resolución SE N° 482/15 (la “Resolución N° 482”) y Resolución SE N° 22/16, y denominadas en dólares estadounidenses. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Emisora comercializó más del 92,37% de la energía eléctrica que generó y obtuvo el 76,14% de sus ingresos en virtud del programa Energía Base. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, la Emisora comercializó más del 85% de la energía eléctrica que generó y obtuvo el 45,86% de sus ingresos en virtud del programa Energía Base. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, la Emisora comercializó más del 81% de la energía eléctrica que generó y obtuvo el 41,72% de sus ingresos en virtud del programa Energía Base. Asimismo, la Emisora continúa comercializando una parte de la energía eléctrica en el mercado spot en virtud del marco regulatorio creado antes de Energía Base. Para más información, véase “Información sobre la Emisora – El Sector Eléctrico Argentino—Régimen remunerativo en virtud de la Resolución SE N° 95/13”.

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 se resumen los aspectos clave de las fuentes de ingreso más relevantes de la Emisora, a saber: (i) Energía Base; y (ii) los contratos con YPF y T6 relacionados con vapor.

## ***Energía Base (Ventas Spot)***

La Resolución SE No. 95/13, sancionada en febrero de 2013, modificó la forma en la que se remunerara la energía en el mercado spot y estableció el programa Energía Base. Desde febrero de 2020 hasta enero de 2021 inclusive, las ventas consumadas en virtud del marco regulatorio de Energía Base se rigieron por la Resolución de la Secretaría de Energía del Ministerio Nacional de Desarrollo Productivo N° 31/20. A partir del 1° de febrero de 2021, las ventas consumadas se rigieron por la Resolución SE N° 440/21.

Conforme a la Resolución SE N° 95/13, con sus modificatorias, la entidad regulatoria aplicable (a la fecha de este Prospecto, la Secretaría de Energía Eléctrica y en años anteriores, la ex Secretaría de Energía Eléctrica) establecía precios de energía que eran actualizados anualmente.

A partir de febrero de 2014 y 2015, la autoridad de aplicación ajustó las tarifas a través de la Resolución SE 529/14 (“Resolución N° 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° 22/16 que actualizó los precios de la energía establecidos a través de la Resolución SE N° 95/13. La vigencia de estos aumentos es 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° 95/13, con sus modificatorias.

Conforme a esta resolución, que estuvo vigente hasta el 28 de febrero de 2019 inclusive, la 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 Ministerio de Energía y Minería, como también los PPA con sujeción a un régimen de remuneración diferencial creado o autorizado por el 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 N° 19/17 establecía que dichos contratos pueden ser cedidos 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 absoluta del Gobierno Argentino quedaron excluidos del alcance de la Resolución SEE N° 19/17.

El plazo de los compromisos de disponibilidad garantizada en la Resolución SEE N° 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 Secretaría de Energía Eléctrica, y las Resoluciones N° 136/16 y 213/16 del Ministerio de Energía y Minería.

El 11 de noviembre de 2018, la Secretaría de Energía emitió la Resolución SGE N° 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 valorará 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 N° 12/2019, derogando la Resolución SGE N° 70/2018 y restableciendo la vigencia del Art. 8 de la Res. SE 95/2013. A partir de enero de 2020, CAMMESA se convirtió 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 N° 1281/05 para suministrar energía a grandes usuarios privados.

Durante 2021, 2020 y 2019, Central Puerto adquirió el combustible necesario (gas natural) para la operación de algunas de sus unidades térmicas, según se muestra a continuación:

| Mes               | 2021               |                   | 2020               |                  | 2019                 |                    |
|-------------------|--------------------|-------------------|--------------------|------------------|----------------------|--------------------|
|                   | CTM m3             | San Lorenzo m3    | CTM m3             | San Lorenzo m3   | CPSA                 | CTM m3             |
| Ene               | 18.504.503         | -                 | 18.088.392         | 0                | 129.311.174          | 57.738.667         |
| Feb               | 16.781.755         | -                 | 16.072.372         | 0                | 99.378.355           | 49.195.525         |
| Mar               | 18.445.797         | -                 | 16.226.818         | 0                | 93.962.355           | 55.703.130         |
| Abr               | 17.989.779         | -                 | 18.927.528         | 0                | 125.897.219          | 41.313.743         |
| May               | 17.437.714         | -                 | 18.656.982         | 0                | 86.879.731           | 45.126.615         |
| Jun               | 18.243.763         | -                 | 17.998.719         | 0                | 6.300.000            | 23.251.170         |
| Jul               | 19.058.930         | -                 | 19.853.079         | 0                | 0                    | 1.183.000          |
| Ago               | 18.786.859         | 3.800.800         | 21.460.971         | 0                | 8.875.000            | 35.521.872         |
| Sep               | 18.478.034         | 7.297.078         | 19.938.216         | 0                | 62.316.850           | 44.932.188         |
| Oct               | 18.972.571         | 3.312.013         | 17.757.944         | 41.589           | 125.410.098          | 55.461.812         |
| Nov               | 16.962.509         | 3.034.497         | 19.978.440         | 1.930.951        | 118.767.704          | 41.883.285         |
| Dic               | 15.961.667         | 2.060.498         | 20.382.345         | 0                | 152.041.056          | 57.162.085         |
| <b>Total 2021</b> | <b>215.623.882</b> | <b>19.504.886</b> | <b>225.341.806</b> | <b>1.972.540</b> | <b>1.009.139.542</b> | <b>508.473.092</b> |

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 N° 19/17. En ambos casos, los precios no incluyen 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 virtud de Energía Base 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.

A partir del 1° de febrero de 2020, con la Resolución SE N° 31/20 entró en vigencia un nuevo régimen de remuneración para el programa Energía Base. 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 a 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 potencia 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 fija, considerando los equipos con los que cuenta la compañía generadora.
- Los precios fijados en pesos se ajustarán mensualmente con la siguiente fórmula: (i) 60% del IPC, más (ii) 40% del IPM (Establecido en el Anexo VI de la Resolución 31).

Desde el mes de febrero de 2021, los precios de las remuneraciones descriptos más arriba fueron ajustados un 29% por Resolución SE 440/21. Esta nueva resolución también introdujo otros cambios relacionados con los ingresos por generación.

A partir de febrero de 2022 entre en vigencia la Resolución N° 238/2022 que modifica la remuneración incrementando un 30% a partir de febrero de 2022 con un incremento adicional del 10% a partir de junio de 2022.

Para más información, véase “*Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen de remuneración—El régimen de remuneración actual*”.

### ***Ventas por Contratos, Ventas de Vapor y Otras Ventas***

#### ***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. Para mayor información sobre los contratos de abastecimiento de vapor con YPF para la planta de Luján de Cuyo, véase “*Resultados de las Operaciones – Factores que afectan los resultados de las operaciones de la Emisora – Ventas por Contratos, Ventas de Vapor y Otras Ventas – Suministro de Vapor a YPF – Planta Luján de Cuyo*”.

#### ***Abastecimiento de vapor a T6 Industrial S.A.—Terminal 6 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 Terminal 6 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 inscrita en el 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 inscrita como comercializadora de gas natural.

### ***Oferta y demanda de electricidad***

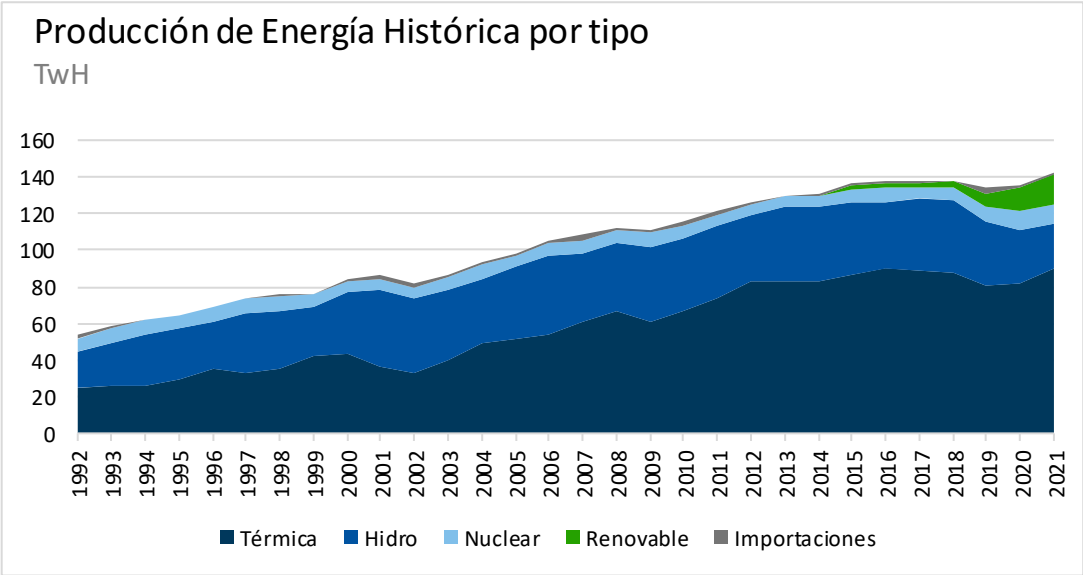
La demanda de electricidad depende, en gran medida, de las condiciones económicas y políticas imperantes en un momento dado en Argentina y de factores estacionales. En general, la demanda de electricidad varía dependiendo de la evolución de la economía argentina, ya que las empresas y las personas generalmente 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 incrementó un 5,7% en 2021, de 134.177 GWh en 2020 a 141.797 GWh en 2021. La generación de electricidad incrementó un 2,3% en 2020, de 131.163 GWh en 2019.

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 a ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021:

| Demanda por región para el ejercicio 2021 | Demanda total de energía (1) | Generación de las plantas de Central Puerto (2/3) |       |                      |       |                        |      |                   |      |                          |       |               |      |                  |      |         |      |            |      |        |   |               |      |                |      |
|---|------------------------------|---|-------|----------------------|-------|------------------------|------|-------------------|------|--------------------------|-------|---------------|------|------------------|------|---------|------|------------|------|--------|---|---------------|------|----------------|------|
|   |                              | Complejo Puerto                                   |       | Planta Luján de Cuyo |       | Planta Brigadier López |      | Planta Terminal 6 |      | Planta Piedra del Águila |       | La Castellana |      | La Castellana II |      | Achiras |      | Los Olivos |      | Manque |   | La Genoveva I |      | La Genoveva II |      |
|   |                              | MWh   | %     | MWh                  | %     | MWh                    | %    | MWh               | %    | MWh                      | %     | MWh           | %    | MWh              | %    | MWh     | %    | MWh        | %    | MWh    | % | MWh           | %    | MWh            | %    |
| Gran Buenos Aires                         | 50,651,258                   | 6,562,913   | 13.0% | -                    | -     | -                      | -    | -                 | -    | -                        | -     | -             | -    | -                | -    | -       | -    | -          | -    | -      | - | -             | -    | -              | -    |
| Litoral                                   | 16,462,315                   | -   | -     | -                    | -     | 93,216                 | 0.6% | 463,298           | 2.8% | -                        | -     | -             | -    | -                | -    | -       | -    | -          | -    | -      | - | -             | -    | -              | -    |
| Provincia de Buenos Aires                 | 16,176,040                   | -   | -     | -                    | -     | -                      | -    | -                 | -    | -                        | -     | 416,077       | 2.6% | 67,658           | 0.4% | -       | -    | -          | -    | -      | - | 375,086       | 2.3% | 178,914        | 1.1% |
| Centro                                    | 11,588,658                   | -   | -     | -                    | -     | -                      | -    | -                 | -    | -                        | -     | -             | -    | 190,682          | 1.6% | 103,964 | 0.9% | 235,958    | 2.0% | -      | - | -             | -    | -              | -    |
| Noroeste                                  | 10,696,153                   | -   | -     | -                    | -     | -                      | -    | -                 | -    | -                        | -     | -             | -    | -                | -    | -       | -    | -          | -    | -      | - | -             | -    | -              | -    |
| Noreste                                   | 9,840,344                    | -   | -     | -                    | -     | -                      | -    | -                 | -    | -                        | -     | -             | -    | -                | -    | -       | -    | -          | -    | -      | - | -             | -    | -              | -    |
| Cuyo                                      | 7,996,938                    | -   | -     | 3,136,287            | 39.2% | -                      | -    | -                 | -    | -                        | -     | -             | -    | -                | -    | -       | -    | -          | -    | -      | - | -             | -    | -              | -    |
| Patagonia                                 | 5,543,716                    | -   | -     | -                    | -     | -                      | -    | -                 | -    | -                        | -     | -             | -    | -                | -    | -       | -    | -          | -    | -      | - | -             | -    | -              | -    |
| Comahue                                   | 4,916,162                    | -   | -     | -                    | -     | -                      | -    | -                 | -    | 2,565,225                | 52.2% | -             | -    | -                | -    | -       | -    | -          | -    | -      | - | -             | -    | -              | -    |

- (1) Datos de demanda correspondientes a 2021.
- (2) Datos de generación correspondientes a 2021.
- (3) Generación de las plantas Central Puerto.

La generación termoeléctrica siguió siendo la principal fuente de abastecimiento de electricidad en 2021 ya que aportó 90,073 GWh (64%), seguida de la generación hidroeléctrica neta del bombeo, que aportó 24.116 GWh (17%) y la generación nuclear que aportó 10.170 GWh (7%), y la generación fotovoltaica y eólica, que aportaron 17.435 GWh (12%). También hubo importaciones para cubrir la demanda local de hasta 819 GWh (0,6% del abastecimiento de energía total, 32% menos que en 2020) de Uruguay, Paraguay y Brasil, y exportaciones a Brasil de hasta 3.089 GWh (1.083% más que en 2019) y pérdidas de transmisión por 4.392 GWh (1,08% menos que en 2019).

En 2020, la generación de energía hidroeléctrica registró una disminución de 17,7% en comparación con 2019, primordialmente, como consecuencia de una disminución en los niveles de agua, en tanto la generación térmica registró un aumento del 2,7% principalmente debido a una mayor demanda interna y a la caída de la generación hidroeléctrica. La generación nuclear registró un incremento de 26,3%, en comparación con 2019, debido a una mayor disponibilidad de generación en 2020, en comparación con 2019. En este sentido, la generación termoeléctrica siguió siendo la principal fuente para el abastecimiento de electricidad, alimentado tanto por gas natural como por combustibles líquidos (diesel oil y fuel oil), y también carbón mineral durante los meses de invierno. Finalmente, la generación de energía renovable aumentó un 63 % en comparación con 2019, principalmente debido a la introducción de nuevos parques eólicos y solares.

Durante 2021, las instalaciones de generación incrementaron su capacidad instalada de 41.951 en 2020 a 42.989 MW. Este aumento se debió principalmente al inicio de operaciones de nuevas unidades térmicas y de energía renovable.

### ***El Estado de Emergencia del Sector Eléctrico Argentino***

En diciembre de 2015, el gobierno anterior declaró mediante el Decreto 134/2015, la emergencia energética nacional hasta el 31 de diciembre de 2017. Por medio del mismo, se instruye al Ministerio de Energía a elaborar, poner en vigencia, e implementar un programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas. Estos objetivos implicaban la necesidad de incrementar las inversiones en los distintos sectores de la cadena productiva a fin de adecuar la oferta a la demanda energética del país, que suponen tanto un desafío como una oportunidad para los actores de la industria.

En materia de generación eléctrica, el Ministerio de Energía anunció públicamente en 2016 la necesidad de nueva capacidad de generación, e indicó que debe solucionarse mediante la expansión de fuentes de energía térmica y renovable por parte de empresas del sector privado, y en consecuencia, tomó medidas tendientes a aumentar la capacidad de generación, a fin de asegurar la provisión de energía eléctrica y reducir las necesidades de importación desde países vecinos. En ese sentido, el Ministerio de Energía enfatizó que la Argentina necesitaba incorporar 10 GW de capacidad de generación con recursos convencionales y 10 GW de capacidad de generación con recursos renovables, a los efectos de satisfacer la creciente demanda de energía durante los próximos diez años. Debido a la situación del sector industrial y a las condiciones macroeconómicas de Argentina, que llevaron a una disminución en la demanda de generación de energía eléctrica, es incierto si el gobierno actual seguirá persiguiendo dicho objetivo.

### ***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, el adjudicó 1.108,65 MW de potencia a un precio promedio de U\$S 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 U\$S 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”.

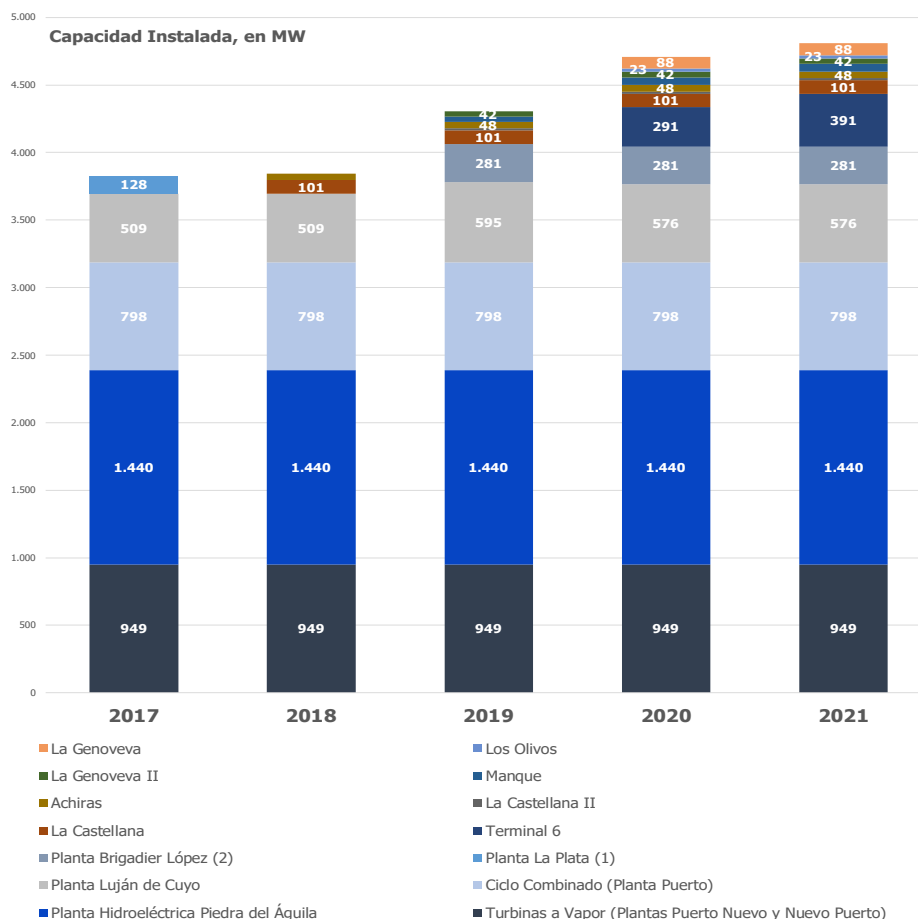
El 31 de octubre de 2016, el Ministerio de Minería y Energía, por Resolución N° 252/16, lanzó la Ronda 1.5 del Programa RenovAR, a modo de continuación de la Ronda 1. El 25 de noviembre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería finalizó el proceso licitatorio para la instalación de nuevas unidades de energía renovable y, por medio de la Resolución N° 281/16, el adjudicó 1.281,5 MW de potencia a un precio promedio de U\$S 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 U\$S 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

(1) Con efectos a 15 de enero de 2018, la Emisora vendió la planta La Plata a YPFEE.

(2) El 14 de junio de 2019, la Emisora adquirió la planta Brigadier López.

A la fecha de este Prospecto, la Emisora tiene una capacidad instalada total de 4.809 MW.

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.

## 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 2021.

### ***Desvalorización de Propiedades, Planta y Equipo, y Activos Intangibles***

A cada fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa, la Emisora 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 valoración, valores de cotización de activos similares en mercados activos y otros indicadores disponibles del valor razonable.

La Emisora 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. Los presupuestos y cálculos relacionados con el Complejo Hidroeléctrico Piedra del Águila se limitan al período del contrato de concesión.

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 y a no existen o hayan disminuido.

Si existiese tal indicio, la Emisora 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.

La Emisora ha identificado indicios de potencial desvalorización de sus propiedades, planta y equipos y/o de activos intangibles con vidas útiles finitas para las unidades de generación de efectivo correspondientes a la generación de energía eléctrica del segmento operativo de fuentes convencionales, debido a los efectos de la derogación del mecanismo de actualización de las tarifas en el mercado spot que fue dispuesta por la Resolución 440 y a las incertidumbres económicas existentes. La Emisora también ha identificado indicios de posible desvalorización de la turbina de gas mantenida por la Sociedad, debido a la falta de certidumbre sobre nuevos proyectos que permitan la utilización de dicha turbina.

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 la Emisora 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, la Emisora ha concluido que el valor de libros de los activos que conforman las unidades generadoras de efectivo correspondientes a la unidad de cogeneración ubicada en Luján de Cuyo y la central hidroeléctrica Piedra del Águila y del grupo generador General Electric que se encuentra almacenado en las instalaciones de la central Nuevo Puerto, no exceden su valor recuperable al 31 de diciembre de 2021.

Los valores recuperables estimados son sensibles a la significativa variación de los supuestos aplicados, incluyendo la determinación de futuras tarifas por el gobierno argentino. En cualquier caso, la Emisora no puede garantizar con certeza si los ajustes tarifarios futuros estarán en línea con los supuestos aplicados. Por lo tanto, podrían surgir diferencias significativas en el futuro en relación con los valores de uso estimados.

#### **UGE Central termoelectrica Brigadier López, Planta de Ciclo Combinado Luján de Cuyo, Central Eléctrica de Ciclo Combinado Nuevo Puerto y Unidad de Cogeneración Terminal 6 San Lorenzo**

La Emisora ha estimado que el valor de libros de los activos que conforman la unidad generadora de efectivo correspondiente a la central termoelectrica Brigadier López excede su valor recuperable en 4.703,10 millones, por lo cual se determinó un cargo por desvalorización que fue alocado a prorrata a propiedades, planta y equipos por 3.634,13 millones dentro de los rubros "Máquinas, equipos, turbogrupos y equipos auxiliares", "Terrenos y edificios", "Obras en curso" y "Otros" y a activos intangibles por 1.608,97 millones y que fue imputado en el rubro "Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles" del estado consolidado de resultados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Luego del reconocimiento de la mencionada desvalorización, el valor de libros de las propiedades, planta y equipos y de los activos intangibles correspondientes a la Central Brigadier López, ascienden a Ps. 9.954,91 millones y Ps. 2.279,40 millones, respectivamente.

Asimismo, la Emisora ha estimado que el valor de libros de los activos que conforman la unidad generadora de efectivo correspondiente a la central termoelectrica de ciclo combinado ubicada en la localidad de Luján de Cuyo excede su valor recuperable en Ps. 599,20 millones, por lo cual se determinó un cargo por desvalorización en propiedades, planta y equipos dentro de los rubros "Máquinas, equipos, turbogrupos y equipos auxiliares", "Terrenos y edificios" y "Otros" y que fue imputado en el rubro "Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles" del estado consolidado de resultados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Luego del reconocimiento de la mencionada desvalorización, el valor de libros de las propiedades, planta y equipos correspondientes a la Central de ciclo combinado de Luján de Cuyo asciende a 3.720,64 millones.

Asimismo, la Emisora estimó que el valor de libros de los activos que conforman la central eléctrica de ciclo combinado Nuevo Puerto superaban su valor recuperable en Ps. 1.025,20 millones. Por consiguiente, reconoció una pérdida por desvalorización en sus estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2021 como "Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles". La desvalorización se imputó en forma proporcional a "Máquinas, equipos, turbogrupos y equipos auxiliares", "Terrenos y edificios" y "Otros". Después de reconocer dicha desvalorización, el valor de libros neto de las propiedades, planta y equipos que conforman la central eléctrica de ciclo combinado Nuevo Puerto asciende a Ps. 4.221,93 millones.

Por último, la Emisora estimó que el valor de libros de los activos que conforman la unidad de cogeneración Terminal 6 San Lorenzo superaba su valor recuperable en Ps. 1.437,51 millones. Por consiguiente, reconoció una pérdida por desvalorización en sus estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2021 como "Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles". La desvalorización se imputó en forma proporcional a "Máquinas, equipos, turbogrupos y equipos auxiliares" y "Terrenos y edificios". Después de reconocer dicha desvalorización, el valor de libros neto de las propiedades, planta y equipos que conforman la unidad de cogeneración Terminal 6 San Lorenzo asciende a Ps. 37.402,83 millones.

La Emisora determinó los valores recuperables considerando distintas alternativas ponderadas en relación con la evolución de los precios de la energía y potencia. Este enfoque implicó la elaboración de distintos escenarios con diferentes estimaciones de los flujos de fondos esperados, al sensibilizar las mencionadas variables y asignar probabilidades de ocurrencia en base a la experiencia y expectativas de la Emisora sobre el desenlace de las incertidumbres involucradas.

Los supuestos claves utilizados para estimar el valor de uso son los siguientes:

- **Margen bruto:** el margen ha sido determinado para el período presupuestado (5 años) sobre la base de los precios de venta de energía que surgen de la Resolución 440, ajustados por las proyecciones de aumentos de precios y de los contratos de compra de energía celebrados, mientras que los costos han sido determinados sobre la base de los costos incurridos en el pasado en la operación de ambas plantas, siendo el costo más significativo el de mantenimiento, el cual fue estimado manteniendo las condiciones de los contratos vigentes con los proveedores General Electric y Siemens S.A. Para los flujos de fondos luego del período presupuestado no se han utilizado tasas de crecimiento, manteniéndose constantes los flujos del último año del período presupuestado, de acuerdo con lo previsto por la NIC 36.
- **Tasa de descuento:** representa la evaluación de mercado de los riesgos específicos de la Sociedad, teniendo en cuenta el valor tiempo del dinero. El cálculo de la tasa de descuento está basado en las circunstancias de participantes de mercado y es derivada a partir de la tasa promedio del costo de capital (“WACC”, por sus siglas en inglés). La WACC toma en cuenta tanto deuda como patrimonio. El costo del patrimonio es derivado a partir del retorno esperado de la inversión, mientras que el costo de deuda se basa en las condiciones de endeudamiento a las que podría acceder el resto de los participantes 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. La tasa de descuento utilizadas para la determinación del valor de uso al 31 de diciembre de 2021 fue del 12,69%. Cualquier incremento en la tasa de descuento supondría un deterioro adicional para las UGEs Central termoeléctrica Brigadier López, Central de ciclo combinado Luján de Cuyo, Central de ciclo combinado Nuevo Puerto y Unidad de cogeneración Terminal 6 San Lorenzo.
- **Variables macroeconómicas:** las tasas de inflación y devaluación estimadas, como así también los tipos de cambio utilizados han sido obtenidos de fuentes externas consistentes en consultoras dedicadas al análisis económico local y global, con vasta trayectoria en el mercado. Un incremento en las tasas de inflación por encima de las tasas de devaluación respecto de las variables utilizadas en la determinación del valor de uso, supondría un deterioro adicional para las UGEs Central termoeléctrica Brigadier López, Central de ciclo combinado Luján de Cuyo, Central de ciclo combinado Nuevo Puerto y Unidad de cogeneración Terminal 6 San Lorenzo.

La Central termoeléctrica Brigadier López, la central termoeléctrica de ciclo combinado ubicada en la localidad de Luján de Cuyo, la central eléctrica de ciclo combinado Nuevo Puerto y la unidad de cogeneración Terminal 6 San Lorenzo pertenecen al segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales.

### **Nuevas normas e interpretaciones adoptadas**

A partir del ejercicio iniciado el 1° de enero de 2021, 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:

### **Reforma de la tasa de interés de referencia - Fase 2: Enmiendas a las NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16**

La Financial Conduct Authority (FCA, por sus siglas en inglés) anunció que la tasa London Interbank Offered Rate (LIBOR, por sus siglas en inglés) será discontinuada a finales de 2021. El anuncio formó parte de los esfuerzos globales en curso para reformar la LIBOR y otros puntos de referencia de tasas de interés importantes. En este momento, la naturaleza y el marco temporal general de la transición fuera de LIBOR es incierto y no existe consenso sobre qué tasa o tasas pueden convertirse en alternativas aceptadas a la LIBOR.

En este sentido, las modificaciones de las NIIF proporcionan exenciones temporales que abordan los efectos de la información financiera cuando se reemplaza una tasa de oferta interbancaria (IBOR) por una tasa de interés alternativa casi libre de riesgo (RFR).

Al 31 de diciembre de 2021, la Emisora tiene créditos por ventas bajo el Acuerdo CVO y préstamos pendientes con vencimiento posterior a 2021, los cuales fueron indexados a la LIBOR y para los que aún no se definió la tasa alternativa de reemplazo.

Estas modificaciones son efectivas para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2021. A la fecha de este Prospecto, las enmiendas no han tenido un impacto significativo.



### ***Normas e interpretaciones de las NIIF emitidas pero que aún no han entrado en vigencia***

A continuación se realiza una breve descripción de las normas e interpretaciones nuevas y/o modificadas adoptadas por la Emisora pero que aún no han entrado en vigencia a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados auditados. En este sentido, se indican únicamente las normas e interpretaciones nuevas y/o modificadas que la Emisora espera que sean aplicables en el futuro. En general, la Emisora tiene previsto adoptar estas normas, según corresponda, en la fecha de entrada en vigencia.

### ***Modificaciones a la NIC 1 - Clasificación de deudas como corrientes o no corrientes***

Con fecha 23 de enero de 2020, el IASB emitió una modificación a la NIC 1 “Presentación de estados financieros”, que afecta la clasificación de pasivos como corrientes y no corrientes. Los cambios afectan los requisitos de la NIC 1 para la presentación de pasivos. Específicamente, aclara los criterios de clasificación de pasivos como no corrientes. La fecha de aplicación de la modificación está fijada para ejercicios económicos que comienzan a partir del 1 de enero de 2023, con aplicación retroactiva. La Emisora está evaluando el impacto de estas modificaciones en la presentación de sus pasivos.

### ***NIC 16 - Propiedad, planta y equipos (“PP&E”) - Ingresos antes de lo previsto***

En mayo de 2020, el IASB emitió una modificación a la NIC 16 que prohíbe a las entidades deducir del costo de una partida de PP&E los fondos procedentes de la venta de partidas producidas para ubicar al activo en el lugar y condiciones necesarios para que pueda operar de la forma prevista por la gerencia. En cambio, una entidad reconoce los fondos procedentes de la venta de dichas partidas y los costos de producirlas en resultados.

Las modificaciones tienen vigencia para períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2022 y deben ser aplicadas de manera retrospectiva únicamente a partidas de PP&E disponibles para uso a partir del comienzo del período presentado en el que la entidad aplique la modificación por primera vez.

No se prevé que estas modificaciones vayan a un impacto significativo en los estados financieros de la Emisora.

### ***NIC 37 - Contratos onerosos—Costo de cumplir un contrato***

En mayo de 2020, el IASB emitió modificaciones a la NIC 37 para especificar qué costos debe incluir una entidad al evaluar si un contrato es oneroso o deficitario.

Las modificaciones aplican el enfoque del costo directamente relacionado. Los costos que se relacionan directamente con un contrato para proporcionar bienes o servicios incluyen los costos incrementales y una asignación de costos directamente relacionada con las actividades contractuales.

Las modificaciones tienen vigencia para períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2022 y no se espera que vayan a tener un impacto significativo en los estados financieros de la Emisora.

### ***NIIF 3 – Referencia al Marco Conceptual***

En mayo de 2020, el IASB emitió modificaciones a la NIIF 3 Combinaciones de negocios – Referencia al Marco Conceptual. El propósito de las modificaciones es reemplazar una referencia a la versión anterior del Marco Conceptual del IASB (el Marco de 1989) con una referencia a la versión vigente emitida en marzo de 2018 (el Marco Conceptual), sin modificar significativamente sus requisitos.

Las modificaciones tienen vigencia para períodos iniciados a partir del 1 de enero de 2022 y deben ser aplicadas en forma retrospectiva. Se admite la aplicación anticipada si, al mismo tiempo o con anterioridad, una entidad también aplica todas las modificaciones contenidas en las Modificaciones a Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF (marzo de 2018). Las modificaciones buscan promover la uniformidad en la presentación de información financiera y evitar posibles confusiones originadas por la existencia de más de una versión del Marco Conceptual en uso.

No se prevé que estas modificaciones vayan a tener un impacto significativo en los estados financieros de la Emisora.

### ***NIC 8 – Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores - Definición de Estimados Contables***

En febrero de 2021, el IASB emitió modificaciones a la NIC 8, en las cuales introduce una nueva definición de “estimaciones contables”. Las modificaciones aclaran la distinción entre cambios en las estimaciones contables y cambios en las políticas contables y la corrección de errores. Asimismo, aclaran la forma en la que las entidades utilizan técnicas de medición y variables para desarrollar estimaciones contables.

La norma modificada aclara que los efectos sobre una estimación contable de un cambio en una variable o un cambio en una técnica de medición es un cambio en una estimación contable si no resulta de la corrección de errores de períodos anteriores. La definición

anterior de cambio en una estimación contable especificaba que los cambios en las estimaciones contables podían ser producto de información nueva o acontecimientos nuevos. Por consiguiente, dichos cambios no constituyen correcciones de errores.

Esta modificación tiene vigencia para períodos anuales iniciados el 1 de enero de 2023 y no se prevé que vayan a tener un impacto significativo en los estados financieros de la Emisora.

#### ***NIC 1 Presentación de los estados financieros – Revelación de políticas contables***

En febrero de 2021, el IASB emitió modificaciones a la NIC 1 y la Declaración de Práctica N° 2 de NIIF sobre elaboración de juicios relacionados con la materialidad, en la que ofrece pautas y ejemplos para ayudar a las entidades a aplicar juicios de materialidad en la presentación de información sobre políticas contables.

Las modificaciones apuntan a ayudar a las entidades a exponer información más útil sobre políticas contables a:

- reemplazar el requisito de que las entidades expongan sus políticas contables “significativas” por el requisito de que expongan sus políticas contables “materiales”, y
- agregar pautas sobre cómo deben hacer las entidades para aplicar el concepto de materiales al tomar decisiones sobre presentación de información sobre políticas contables.

Al evaluar la materialidad de la información sobre políticas contables, las entidades deben considerar el tamaño de las operaciones, otros acontecimientos o condiciones y la naturaleza de las mismas.

Las modificaciones tienen vigencia para períodos anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2023. Se admite la aplicación anticipada de las modificaciones a la NIC 1, en la medida en que se exponga tal elección. La Emisora se encuentra evaluando el impacto de las modificaciones.

#### ***NIC 12 - Impuesto diferido relacionado con activos y pasivos que surgen de una sola transacción***

En mayo de 2021, el IASB emitió modificaciones a la NIC 12, la cual limita el alcance de la excepción de reconocimiento inicial en virtud de la NIC 12, de modo tal de que deje de ser aplicación a transacciones que dan origen a diferencias temporarias imponibles y deducibles por el mismo importe.

Las modificaciones aclaran que cuando los pagos para liquidar un pasivo son deducibles de impuestos, se debe aplicar el juicio (tras considerar las leyes impositivas aplicables) para definir si dichas deducciones son atribuibles, a efectos impositivos, al pasivo reconocido en los estados financieros (y cargo por intereses) o al respectivo componente del activo (y cargo por intereses). Este juicio es importante para determinar si existe alguna diferencia temporaria en ocasión del reconocimiento inicial del activo y del pasivo.

Bajo estas modificaciones, la excepción de reconocimiento inicial no es aplicable a transacciones que, en oportunidad del reconocimiento inicial, den origen a diferencias temporarias imponibles y deducibles por el mismo importe. Es aplicable exclusivamente si el reconocimiento de un activo por arrendamiento y un pasivo por arrendamiento (o componente de pasivo por desmantelamiento o activo por desmantelamiento) dan origen a diferencias temporarias imponibles y deducibles que no son del mismo importe.

Sin embargo, es posible que los activos y pasivos por impuesto diferido resultantes no sean equivalentes (por ejemplo, si la entidad no puede beneficiarse de las deducciones de impuestos o si se aplican distintas alícuotas impositivas a las diferencias temporarias imponibles y deducibles). En estos casos, una entidad debe imputar a resultados la diferencia entre el activo y el pasivo por impuesto diferido.

La enmienda tiene vigencia para períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2023. No se espera que las modificaciones tengan un impacto significativo en los estados financieros de la Emisora.

#### ***NIIF 10 Estados financieros consolidados y NIC 28 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos - Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto***

Las modificaciones abordan el conflicto entre la NIIF 10 Estados financieros consolidados y la NIC 28 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos en lo que respecta al tratamiento de la pérdida de control de una subsidiaria vendida o aportada a una asociada o a un negocio conjunto.

Las modificaciones aclaran que se debe reconocer una ganancia o pérdida por el total si la transferencia a una asociada o a un negocio conjunto involucra un negocio según la definición de NIIF 3. Sin embargo, toda ganancia o pérdida resultante de la venta o el aporte de activos que no constituya un negocio se deberá reconocer única y exclusivamente en la medida de las participaciones de inversores no relacionados en la asociada o en el negocio conjunto.

El IASB decidió postergar la fecha efectiva de las modificaciones hasta el momento en que se hayan ultimado cualesquiera modificaciones resultantes de su proyecto de investigación sobre el método del valor patrimonial proporcional. Las modificaciones se deben aplicar en forma prospectiva. Se admite su aplicación anticipada, debiendo informarse tal elección.

La Emisora realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez que entre en vigencia y en caso de tener transacciones a las que apliquen las modificaciones.

### Resultados de las operaciones del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021

A continuación se describen: (i) los resultados de las operaciones de la Emisora correspondientes al período trimestral finalizado el 31 de marzo de 2022 comparados con los resultados de las operaciones al 31 de marzo de 2021:

|   | Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de |                   | Variación al 31 de marzo de   |
|---|--|-------------------|-------------------------------|
|   | 2022<br>(en miles de Ps.)                          | 2021              | 2022/2021<br>(en porcentajes) |
| Ingresos  | 17.158.400   | 15.764.856        | 8,84%                         |
| Costo de ventas   | (7.591.984)  | (8.051.162)       | (5,70%)                       |
| <b>Margen bruto</b>   | <b>9.566.416</b>                                   | <b>7.713.694</b>  | <b>24,02%</b>                 |
| Gastos administrativos y de comercialización                            | (993.550)  | (1.231.205)       | (19,30%)                      |
| Otros ingresos operativos   | 4.368.951  | 5.572.343         | (21,60%)                      |
| Otros gastos operativos   | (8.565)  | (9.261)           | (7,52%)                       |
| <b>Ganancia operativa</b>   | <b>12.933.252</b>                                  | <b>12.045.571</b> | <b>7,37%</b>                  |
| Resultado por exposición al cambio en el poder adquisitivo de la moneda | (3.153.743)  | 280.530           | (1.224,21%)                   |
| Ingresos financieros  | 1.718.075  | 654.288           | 162,59%                       |
| Gastos financieros  | (4.706.370)  | (10.875.829)      | (56,73%)                      |
| Resultados por participación en asociadas                               | (197.683)  | (414.361)         | (52,29%)                      |
| <b>Ganancia antes del impuesto a las ganancias</b>                      | <b>6.593.531</b>                                   | <b>1.690.199</b>  | <b>290,10%</b>                |
| Impuesto a las ganancias del período                                    | (1.806.880)  | (697.862)         | 158,92%                       |
| <b>Ganancia neta del período</b>  | <b>4.786.651</b>                                   | <b>992.337</b>    | <b>382,36%</b>                |

### Ingresos

|  | Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de |                   | Variación al 31 de marzo de |
|--|--|-------------------|-----------------------------|
|  | 2022   | 2021              | 2022/2021                   |
| Energía Base (Resolución SE No. 19/2017, SGE 70 y 95/2013, con sus respectivas modificatorias) (1) | 7.002.241  | 6.461.600         | 8,37%                       |
| Ventas bajo contrato (2)   | 9.013.284  | 8.444.638         | 6,73%                       |
| Ventas de vapor (3)  | 841.102  | 436.196           | 92,83%                      |
| Reventa de capacidad de transporte y distribución de gas   | 63.356   | 118.892           | (46,71%)                    |
| Ingresos por gerenciamiento de la central térmica CVO  | 238.417  | 303.530           | (21,45%)                    |
| <b>Total ingresos provenientes de las actividades ordinarias</b>                                   | <b>17.158.400</b>                                  | <b>15.764.856</b> | <b>8,84%</b>                |

(1) Incluye (i) ventas de energía y potencia a CAMMESA remuneradas conforme a las Resolución N° 95 y Resolución N° 19/2017 y modificatorias, (ii) ventas de energía y potencia a CAMMESA no remuneradas conforme a la Resolución N° 95, (iii) remuneración en virtud de la Resolución N° 724/2008 relacionada con contratos celebrados con CAMMESA para mejorar la capacidad de

generación de energía existente de Argentina, e (iv) ingresos obtenidos en virtud de la Resolución SEE 70/18 (véase “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino— Esquema remunerativo en virtud de la Resolución SE N° 95/13”).

(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”) (para más información sobre ventas por contrato en el mercado a término, véase “Información sobre la Emisora—Clientes”).

(3) Incluye el vapor comercializado bajo el contrato de venta de vapor celebrado por YPF con la planta Luján de Cuyo y bajo el contrato de venta de vapor celebrado por Terminal 6 con la planta de San Lorenzo.

Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021.

Los Ingresos aumentaron un 8,84% hasta Ps. 17.158,40 millones durante período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, en comparación con los Ps. 15.764,86 millones durante período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021. Este aumento se debió principalmente a:

- (i) Un aumento del 8,37% en las ventas en el mercado spot/Energía Base (Ingresos de la Resolución 1, Resolución 31, Resolución 19, Resolución 238 y sus modificaciones), que alcanzó un total de 7.002,24 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, en comparación con los 6.461,60 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021 debido principalmente a un incremento de la producción de energía del 17%.
- (ii) un incremento del 6,73% en los precios de ventas bajo contrato que alcanzaron un total de Ps. 9.013,28 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, en comparación con los 8.444,64 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021 debido principalmente a una mayor generación de Terminal 6 y los parques eólicos.
- (iii) un incremento del 92,83% en las ventas de vapor, que alcanzaron un total de Ps. 841,10 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, en comparación con los Ps. 436,20 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021, debido a que la producción de vapor aumentó un 76%.

Es importante destacar que los precios para las unidades bajo el marco regulatorio Energía Base, están establecidos por la Res. 31/2020, vigente desde el 1 de febrero de 2020 y que el Anexo VI de tal resolución (procedimiento de ajuste de precio mensual) fue suspendida por la Secretaría de Energía el 8 de abril de 2020. Con fecha 19 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía de la Nación dictó la Resolución N° 440/21. La Resolución N° 440/21 actualizó los precios de la Resolución N° 31/20 con un incremento aproximado del 29% sobre cada concepto a remunerar, pero sin modificar la estructura general de dicha resolución, y derogó el factor de ajuste mensual por inflación previsto en la Res 31/20.

El 21 de abril de 2022, la Secretaría de Energía emitió la Resolución SE N° 238/2022, que actualiza los precios de remuneración de energía y capacidad de las unidades de generación no comprometidas con un PPA. Esta resolución reemplaza el Anexo I a V de la anterior Resolución SE No. 440/2021 y elimina la Sección 4 de la Resolución SE No. 1037/2021, que proveía una transición de ingresos adicionales para generadores.

La Resolución SE N° 238/2022 también elimina el “Factor de Uso” del cálculo de pago por capacidad, mejorando los ingresos y aumentando los precios un 30% retroactivamente a Febrero 2022, y provee un aumento adicional sobre los nuevos valores del 10%, que se hará efectivo en Junio 2022

### Costo de ventas

|   | Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de |           | Variación al 31 de marzo de |
|---|--|-----------|-----------------------------|
|   | 2022   | 2021      | 2022/2021                   |
|   | <i>(en miles de Ps.)</i>                           |           | <i>(en porcentajes)</i>     |
| Inventarios al comienzo del período           | 2.122.790  | 2.561.995 | (17,14%)                    |
| Compras                                       | 1.522.186  | 2.086.170 | (27,03%)                    |
| Gastos de operación:                          |  |           |                             |
| Gastos por compensaciones a empleados         | 1.225.296  | 1.262.832 | (2,97%)                     |
| Otros beneficios a empleados a largo plazo    | 55.203   | 84.141    | (34,39%)                    |
| Depreciación de propiedades, planta y equipos | 2.138.490  | 2.082.052 | 2,71%                       |

|   | Período de tres meses<br>finalizado el 31 de marzo de |                  | Variación al 31<br>de marzo de |
|---|---|------------------|--------------------------------|
|   | 2022  | 2021             | 2022/2021                      |
| Amortización activos intangibles            | 679.622   | 885.502          | (23,25%)                       |
| Compras de energía y potencia               | 43.357  | 45.758           | (5,25%)                        |
| Honorarios y retribuciones por servicios    | 497.965   | 362.352          | 37,43%                         |
| Gastos de mantenimiento                     | 789.793   | 887.784          | (11,04%)                       |
| Consumo de materiales y repuestos           | 262.870   | 142.078          | 85,02%                         |
| Seguros                                     | 321.615   | 387.247          | (16,95%)                       |
| Canon y regalías                            | 122.527   | 113.589          | 7,87%                          |
| Impuestos y contribuciones                  | 18.354  | 25.593           | (28,29%)                       |
| Impuesto a los créditos y débitos bancarios | 2.851   | 2.973            | (4,10%)                        |
| Diversos                                    | 5.517   | 2.565            | 115,09%                        |
| Inventarios al cierre del período           | (2.216.452)   | (2.881.469)      | (23,08%)                       |
| <b>Total Costo de Ventas</b>                | <b>7.591.984</b>                                      | <b>8.051.162</b> | <b>(5,70%)</b>                 |

*Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021*

En el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, los Costos de Ventas aumentaron a un total de Ps. 7.591,98 millones, equivalente a una baja del 5,70% frente a los Ps. 8.051,16 millones registrados en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021. Dicho descenso obedece principalmente a:

- (i) una baja del 27,03% en las compras de materiales y repuestos, que alcanzaron un total de Ps. 1.522,19 millones durante período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, en comparación con los Ps. 2.086,17 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021.
- (ii) un descenso del 1,93% en costos de producción, que alcanzaron un total de Ps. 6.163,46 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, en comparación con los Ps. 6.284,47 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021, debido principalmente a i) un descenso en las amortizaciones de Ps. 205,88 millones y ii) una baja en los gastos de mantenimiento de Ps. 97,99 millones.

### **Margen bruto**

*Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021*

El margen bruto correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 aumentó a un total de Ps. 9.566,42 millones, un incremento del 24,02% frente a los Ps. 7.713,69 millones registrados durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021, debido a las razones citadas antes. El margen bruto correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 fue de 55,75%, en comparación con un margen bruto de 48,93% durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021.

### **Gastos administrativos y de comercialización**

*Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021*

Los gastos administrativos y de comercialización correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 descendieron a un total de Ps. 993,55 millones, una disminución de 19,30% frente a los Ps. 1.231,20 millones registrados al 31 de marzo de 2021. Esta reducción obedeció primordialmente a una reducción de Ps. 79,80 millones en impuestos y contribuciones.

### **Otros ingresos operativos**

*Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021*

El rubro Otros ingresos operativos correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 disminuyó a un total de Ps. 4.368,95 millones, una disminución de 21,60% frente a los Ps. 5.572,34 millones registrados en el período de tres meses



finalizado el 31 de marzo de 2021. Esta disminución obedeció primordialmente a (i) Ps. 2.469,40 millones durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, en comparación con los Ps. 4.250,86 millones proveniente durante el mismo período de 2021, correspondientes a la diferencia de cambio de las cuentas a cobrar denominadas en dólares estadounidenses, principalmente sobre los créditos del FONINVEMEM. (ii) menores intereses en cuentas por cobrar comerciales, principalmente de créditos del FONINVEMEM, que durante el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 descendieron a Ps. 420,43 millones, en comparación con Ps. 603,27 millones del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021.

### **Otros gastos operativos**

*Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021*

El rubro Otros gastos operativos correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 disminuyó a un total de Ps. 8,56 millones, una disminución de 7,52% frente a los Ps. 9,26 millones registrados en el período de tres meses finalizado al 31 de marzo de 2021.

### **Ganancia operativa**

*Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021*

Por las razones citadas arriba, la ganancia operativa en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 totalizó Ps. 12.933,25 millones, un aumento de 7,37% frente a los Ps. 12.045,57 millones registrados al 31 de marzo de 2021. Esto se explica principalmente por mayores ingresos, menores costos operativos y una disminución en las cuentas por cobrar de CVO y FONI y las diferencias de cambio menores de esas cuentas por cobrar.

### **Resultado por exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda**

*Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021*

El Resultado por exposición al cambio de poder adquisitivo de la moneda en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 ascendió a una pérdida total de Ps. 3.153,74 millones, frente a una ganancia de Ps. 280,53 millones del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021.

### **Ingresos financieros**

*Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021*

Los ingresos financieros en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 aumentaron a un total de Ps. 1.718,07 millones, un incremento de 162,59% frente a los Ps. 654,29 millones registrados en el período de tres meses finalizado al 31 de marzo de 2021. Este incremento obedeció primordialmente debido a mayores resultados por tenencia de activos financieros.

### **Gastos financieros**

*Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021*

Los gastos financieros en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 ascendieron a un total de Ps. 4.706,37 millones, un descenso de 56,73% frente a los Ps. 10.875,83 millones registrados en el período de tres meses finalizados al 31 de marzo de 2021. Este descenso obedeció primordialmente a (i) una menor diferencia de cambio generada por préstamos y otros financiamientos, la cual ascendió a un total de Ps. 3.648,55 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, frente a los Ps. 7.400,76 millones registrados en el período de tres meses finalizados al 31 de marzo de 2021 y (ii) una disminución en intereses sobre préstamos, que ascendieron a un total de Ps. 930,05 millones en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022, comparado con Ps. 1.659,31 millones el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021, ocasionado por una disminución de préstamos financieros.

### **Resultados por participación en los resultados netos de asociadas**

*Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021*

Los resultados por participación en asociadas correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 totalizaron una pérdida de Ps. 197,68 millones, una disminución de 52,29% frente a la pérdida de Ps. 414,36 millones registrados durante el

período de tres meses finalizado al 31 de marzo de 2021. Dicha disminución obedeció primordialmente a menores resultados de la operación de Ecogas.

### **Impuesto a las ganancias**

*Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021*

El impuesto a las ganancias en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 ascendió a un total de Ps. 1.806,88 millones, un aumento de 158,92% frente a los Ps. 697,86 millones registrados en el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021.

Las tasas efectivas del impuesto de por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021 fueron de 27,40% y 41,29%, respectivamente.

### **Ganancia neta del ejercicio**

*Período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 comparado con el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2021*

Por las razones citadas arriba, la ganancia neta correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2022 ascendió a un total de Ps. 4.786,65 millones, un aumento del 382,36% frente a los Ps. 992,34 millones registrados al 31 de marzo de 2021.

### **Información por segmentos**

Al 31 de diciembre de 2021, la Emisora dividió sus actividades en tres segmentos: generación de energía eléctrica de fuentes convencionales, generación de energía eléctrica de fuentes renovables, y transporte y distribución de gas natural. Las actividades de gestión y operaciones 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 2021, 2020 y 2019**

A continuación se describen: (i) los resultados de las operaciones de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 comparados con los resultados de las operaciones al 31 de diciembre de 2020, y (ii) los resultados de las operaciones de la Emisora correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 comparados con los resultados de las operaciones al 31 de diciembre de 2019.

|   | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de |                   |                   | Variación al 31 de diciembre de |                 |
|---|--|-------------------|-------------------|---------------------------------|-----------------|
|   | 2021                                       | 2020              | 2019              | 2021/2020                       | 2020/2019       |
|   | <i>(en miles de Ps.)</i>                   |                   |                   | <i>(en porcentajes)</i>         |                 |
| Ingresos  | 57.079.339                                 | 57.521.079        | 73.896.832        | (0,77%)                         | (22,16%)        |
| Costo de ventas   | (29.562.588)                               | (25.381.445)      | (38.954.605)      | 16,47%                          | (34,84%)        |
| <b>Margen bruto</b>   | <b>27.516.751</b>                          | <b>32.139.634</b> | <b>34.942.227</b> | <b>(14,38%)</b>                 | <b>(8,02%)</b>  |
| Gastos administrativos y de comercialización                            | (4.151.623)                                | (4.486.896)       | (5.411.458)       | (7,47%)                         | (17,09%)        |
| Desvalorización de propiedades, plantas y equipos y activos intangibles | (7.765.017)                                | (6.062.276)       | (9.050.812)       | 28,09%                          | (33,02%)        |
| Otros ingresos operativos   | 10.919.061                                 | 21.280.499        | 37.714.518        | (48,69%)                        | (43,57%)        |
| Otros gastos operativos   | (807.635)                                  | (689.930)         | (556.380)         | 17,06%                          | 24,00%          |
| <b>Ganancia operativa</b>   | <b>25.711.537</b>                          | <b>42.181.031</b> | <b>57.638.095</b> | <b>(39,04%)</b>                 | <b>(26,82%)</b> |
| Resultado por exposición al cambio en el poder adquisitivo de la moneda | (1.653.978)                                | 1.749.785         | (4.997.078)       | (194,52%)                       | (135,02%)       |
| Ingresos financieros  | 1.942.647                                  | 7.788.279         | 7.399.195         | (75,06%)                        | 5,26%           |
| Gastos financieros  | (17.815.205)                               | (33.655.663)      | (32.724.460)      | (47,07%)                        | 2,85%           |
| Resultados por participación en asociadas                               | (564.502)                                  | 164.149           | 2.287.745         | (443,90%)                       | (92,82%)        |
| <b>Ganancia antes del impuesto a las ganancias</b>                      | <b>7.620.499</b>                           | <b>18.227.581</b> | <b>29.603.497</b> | <b>(58,19%)</b>                 | <b>(38,43%)</b> |
| Impuesto a las ganancias del período                                    | (8.268.362)                                | (7.725.155)       | (11.806.060)      | 7,03%                           | (34,57%)        |
| <b>Resultado neto del período</b>                                       | <b>(647.863)</b>                           | <b>10.502.426</b> | <b>17.797.437</b> | <b>(106,17%)</b>                | <b>(40,99%)</b> |

**Ingresos**



|  | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de |                   |                   | Variación al 31 de diciembre de |                 |
|--|--|-------------------|-------------------|---------------------------------|-----------------|
|  | 2021                                       | 2020              | 2019              | 2021/2020                       | 2020/2019       |
|  |  | (en miles de Ps.) |                   | (en porcentajes)                |                 |
| Energía Base (Resolución SE No. 19/2017, SGE 70 y 95/2013, con sus respectivas modificatorias) (1) | 23.816.074                                 | 26.375.183        | 56.261.695        | (9,70%)                         | (53,12%)        |
| Ventas bajo contrato(2)  | 30.115.202                                 | 27.766.903        | 15.105.173        | 8,46%                           | 83,82%          |
| Ventas de vapor(3)   | 1.715.963                                  | 1.607.183         | 893.170           | 6,77%                           | 79,94%          |
| Reventa de capacidad de transporte y distribución de gas   | 307.995                                    | 595.979           | 588.289           | (48,32%)                        | 1,31%           |
| Ingresos por la gestión de la central térmica CVO  | 1.124.105                                  | 1.175.831         | 1.048.505         | (4,40%)                         | 12,14%          |
| <b>Total ingresos provenientes de las actividades ordinarias</b>                                   | <b>57.079.339</b>                          | <b>57.521.079</b> | <b>73.896.832</b> | <b>(0,77%)</b>                  | <b>(22,16%)</b> |

(1) Incluye (i) ventas de energía y potencia a CAMMESA remuneradas conforme a las Resolución N° 95, Resolución N° 19/2017, Resolución SE 1/2019, Resolución N° 31/2020 y Resolución 440/21, (ii) ventas spot de energía y potencia a CAMMESA no remuneradas conforme a la Resolución N° 95 (con sus modificatorias), (iii) remuneración en virtud de la Resolución N° 724/2008 relacionada con contratos celebrados con CAMMESA para mejorar la capacidad de generación de energía existente de Argentina, (iv) ingresos obtenidos en virtud de la Resolución SEE 70/18 y (v) venta por contrato a CAMMESA de energía convencional (véase “Información sobre la Emisora—El Sector Eléctrico Argentino—Régimen remunerativo en virtud de la Resolución SE N° 95/13”).

(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 el contrato de venta de vapor celebrado por YPF con la planta Luján de Cuyo y la planta de cogeneración Terminal 6.

|   | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de |                   |                   | Variación al 31 de diciembre de |                 |
|---|--|-------------------|-------------------|---------------------------------|-----------------|
|   | 2021                                       | 2020              | 2019              | 2021/2020                       | 2020/2019       |
|   |  | (en miles de Ps.) |                   | (en porcentajes)                |                 |
| Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales ..... | 44.300.944                                 | 44.876.174        | 66.001.178        | (1,28%)                         | (32,01%)        |
| Generación de energía eléctrica de fuentes renovables .....     | 11.346.295                                 | 10.873.096        | 6.258.860         | 4,35%                           | 73,72%          |
| Otros <sup>(1)</sup> .....                                      | 1.432.100                                  | 1.771.809         | 1.636.794         | (19,17%)                        | 8,25%           |
| <b>Total ingresos.....</b>                                      | <b>57.079.339</b>                          | <b>57.521.079</b> | <b>73.896.832</b> | <b>(0,77%)</b>                  | <b>(22,16%)</b> |

(1) Incluye reventa de capacidad de distribución y transporte de gas y la gestión y operación de la central térmica CVO.

#### Ejercicio 2021 comparado con el ejercicio 2020

En 2021, los ingresos de la Emisora ascendieron a un total de Ps. 57.079,34 millones, lo que supone una disminución del 0,77% respecto de los Ps. 57.521,08 millones en 2020. Esta disminución fue principalmente atribuible a:

- (i) Una disminución del 9,70% en ventas spot /Energía Base, las que ascendieron a Ps. 23.816,07 millones en 2021, frente a Ps. 26.375,18 millones en 2020, principalmente a causa de la menor generación de energía de la central hidroeléctrica Piedra del Águila; compensado, en parte, por:
- (ii) un aumento del 8,46% en las ventas bajo contratos, las que ascendieron a Ps. 30.115,20 millones en 2021, en comparación con Ps. 27.766,90 millones en 2020 debido al inicio de las operaciones de la Terminal 6 y el año completo de operación de los parques eólicos La Genoveva I, Manque y Los Olivos;
- (iii) un aumento del 6,77% en las ventas de vapor, las que totalizaron Ps. 1.715,96 millones en 2021, frente a Ps. 1.607,18 millones en 2020, debido a un aumento del 12% en la producción como resultado del buen desempeño de las operaciones de la Emisora en la Provincia de Mendoza y el inicio de las operaciones de la Terminal 6, compensado, en parte, por el hecho de que el ajuste por inflación superó la depreciación del peso del período.

Los ingresos atribuibles a la generación de energía eléctrica de fuentes convencionales en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendieron a un total de Ps. 44.300,94 millones, una disminución del 1,28% respecto de los Ps. 44.876,17 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. Esta disminución obedece principalmente a la disminución de las ventas spot/Energía



Base descripta más arriba, compensado, en parte, por el aumento en las ventas por contrato debido al inicio de las operaciones de la Terminal 6 y el aumento en las ventas de vapor también descripto más arriba.

Los ingresos atribuibles a la generación de energía eléctrica de fuentes renovables en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendieron a un total de Ps. 11.346,29 millones, lo que representa un incremento del 4,35% respecto de los Ps. 10.873,10 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. Este aumento es principalmente atribuible al año completo de operaciones de los parques eólicos La Genoveva I, Manque y Los Olivos.

#### *Ejercicio 2020 comparado con el ejercicio 2019*

En el ejercicio 2020, los ingresos descendieron a un total de Ps. 57.521,08 millones, equivalente a una disminución del 22,16% frente a los Ps. 73.896,83 millones registrados en 2019.

Esta disminución en los ingresos se vio principalmente afectada por la derogación de la Resolución N.º 70/2018 del 30 de diciembre de 2019, la cual dio lugar a una menor remuneración de combustible para unidades bajo el marco regulatorio de Energía Base. Asimismo, los ingresos se vieron impactados negativamente por una reducción en el precio debido a la Resolución SE N.º 31/2020 que se explica a continuación.

Sin considerar la remuneración del combustible, los ingresos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 hubiesen sido Ps. 55.597,21 millones, un aumento del 8,09% en comparación con los Ps. 51.444,94 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Este aumento se debió principalmente a:

- (i) Un aumento del 83,82% en las ventas bajo contratos, que alcanzaron la suma de Ps. 27.766,90 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con los Ps. 15.105,17 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 debido principalmente al funcionamiento durante todo el 2020 de los parques eólicos La Castellana II y La Genoveva II, que comenzaron sus operaciones comerciales durante el tercer trimestre de 2019, y Manque, Los Olivos y La Genoveva I, que comenzaron sus operaciones durante diciembre de 2019 (parcialmente), febrero de 2020, y noviembre 2020, respectivamente. En menor medida, el incremento obedeció también al inicio de la operación comercial de Brigadier López y Luján de Cuyo.
- (ii) Un aumento del 79,94% en las ventas de vapor de la nueva unidad de cogeneración Luján de Cuyo, que alcanzó los Ps. 1.607,18 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con los Ps. 893,17 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.
- (iii) Este aumento se compensó parcialmente por una disminución de las ventas en el mercado spot/Energía Base (Ingresos de la Resolución N.º 1, Resolución N.º 31, Resolución N.º 19, Resolución SGE N.º 70/2018 y sus modificaciones) el cual, sin considerar la remuneración asociada al combustible autosuministrado bajo la Res. 70/18 mencionada anteriormente, fue de Ps. 24.452,54 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con los 33.810,93 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, debido principalmente a una disminución de los precios para las unidades bajo el marco regulatorio Energía Base establecido por Resolución SE N.º 31/2020, vigente desde el 1 de febrero de 2020, y la suspensión del procedimiento de ajuste mensual de precios previsto en el marco del Anexo VI de dicha resolución instruida por la Secretaría de Energía a CAMMESA el 8 de abril de 2020.

Los ingresos atribuibles a la generación de energía eléctrica de fuentes convencionales en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendieron a un total de Ps. 44.876,17 millones, una disminución de 32,01% respecto de los Ps. 66.001,18 millones al 31 de diciembre de 2019. Esta disminución es atribuible principalmente a la derogación de la Resolución N.º 70/2018 mencionada antes y a la disminución en los precios por unidades bajo el marco regulatorio de Energía Base fijada por la Resolución SE No. 31/2020, vigente desde el 1 de febrero de 2020, y la suspensión del Anexo VI de dicha resolución (procedimiento de ajuste de precio mensual) instruida por la Secretaría de Energía a CAMMESA el 8 de abril de 2020.

Los ingresos atribuibles a la generación de energía eléctrica de fuentes renovables en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendieron a un total de Ps. 10.873,10 millones, un incremento del 73,72% frente a los Ps. 6.258,86 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Este incremento es atribuible principalmente al funcionamiento durante todo el 2020 de los parques eólicos La Castellana II (15,2 MW) y La Genoveva II (41,8 MW), que comenzaron sus operaciones comerciales durante el tercer trimestre de 2019, y Manque (57 MW), Los Olivos (22,8 MW) y La Genoveva I (88,2 MW), que comenzaron sus operaciones durante diciembre de 2019 (parcialmente), en febrero de 2020 y noviembre de 2020, respectivamente.

#### **Costo de ventas**

|  | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de |                   |                   | Variación al 31 de diciembre de |                 |
|--|--|-------------------|-------------------|---------------------------------|-----------------|
|  | 2021                                       | 2020              | 2019              | 2021/2020                       | 2020/2019       |
|  | <i>(en miles de Ps.)</i>                   |                   |                   | <i>(en porcentajes)</i>         |                 |
| Inventarios al inicio del ejercicio .....              | 2.207.300                                  | 1.647.569         | 934.386           | 33,97%                          | 76,33%          |
| Compras .....  | 6.174.758                                  | 5.510.012         | 21.349.001        | 12,06%                          | (74,19%)        |
| Gastos de operación:                                   |  |                   |                   |                                 |                 |
| Gastos por compensaciones a empleados .....            | 4.333.694                                  | 4.363.107         | 4.869.264         | (0,67%)                         | (10,39%)        |
| Otros beneficios a empleados a largo plazo             | 205.817                                    | 157.574           | 141.432           | 30,62%                          | 11,41%          |
| Depreciación de propiedades, planta y equipos          | 7.637.642                                  | 5.465.104         | 4.047.123         | 39,75%                          | 35,04%          |
| Amortización activos intangibles                       | 3.073.753                                  | 3.523.429         | 2.920.414         | (12,76%)                        | 20,65%          |
| Compras de energía y potencia                          | 192.977                                    | 216.503           | 192.451           | (10,87%)                        | 12,50%          |
| Honorarios y retribuciones por servicios               | 1.401.161                                  | 1.417.559         | 875.922           | (1,16%)                         | 61,84%          |
| Gastos de mantenimiento                                | 3.635.639                                  | 2.660.334         | 2.698.995         | 36,66%                          | (1,43%)         |
| Consumo de materiales y repuestos                      | 1.152.038                                  | 773.063           | 969.451           | 49,02%                          | (20,26%)        |
| Seguros  | 1.283.956                                  | 1.081.107         | 709.193           | 18,76%                          | 52,44%          |
| Canon y regalías                                       | 384.896                                    | 676.828           | 789.808           | (43,13%)                        | (14,30%)        |
| Impuestos y contribuciones                             | 89.104                                     | 77.810            | 69.807            | 14,51%                          | 11,46%          |
| Impuesto a los créditos y débitos bancarios            | 9.180                                      | 9.881             | 10.119            | (7,09%)                         | (2,35%)         |
| Diversos   | 13.174                                     | 8.865             | 24.808            | 48,61%                          | (64,26%)        |
| Transferencia a propiedad, planta y equipos, neta..... | (403.609)                                  | —                 | —                 | —                               | —               |
| Inventarios al cierre del ejercicio .....              | (1.828.892)                                | (2.207.300)       | (1.647.569)       | (17,14%)                        | 33,97%          |
| <b>Total Costo de Ventas.....</b>                      | <b>29.562.588</b>                          | <b>25.381.445</b> | <b>38.954.605</b> | <b>16,47%</b>                   | <b>(34,84%)</b> |

|   | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de |                   |                   | Variación al 31 de diciembre de |                 |
|---|--|-------------------|-------------------|---------------------------------|-----------------|
|   | 2021                                       | 2020              | 2019              | 2021/2020                       | 2020/2019       |
|   | <i>(en miles de Ps.)</i>                   |                   |                   | <i>(en porcentajes)</i>         |                 |
| Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales ..... | 25.186.092                                 | 21.434.437        | 36.244.484        | 17,50%                          | (40,86%)        |
| Generación de energía eléctrica de fuentes renovables .....     | 3.378.745                                  | 2.845.346         | 1.496.052         | 18,75%                          | 90,19%          |
| Otros <sup>(1)</sup> .....                                      | 997.751                                    | 1.101.662         | 1.214.069         | (9,43%)                         | (9,26%)         |
| <b>Total costo de ventas.....</b>                               | <b>29.562.588</b>                          | <b>25.381.445</b> | <b>38.954.605</b> | <b>16,47%</b>                   | <b>(34,84%)</b> |

(1) Incluye reventa de capacidad de distribución y transporte de gas y la gestión y operación de la central térmica CVO.

### *Ejercicio 2021 comparado con el ejercicio 2020*

El costo de ventas correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendió a un total de Ps. 29.562,59 millones, un aumento de 16,47% frente a los Ps. 25.381,44 millones registrados al 31 de diciembre de 2020. Este incremento obedeció primordialmente a los siguientes factores:

1. (i) un aumento del 12,06% en compras de combustible y repuestos, las que totalizaron Ps. 6.174,76 millones en 2021 y (ii) un incremento de 14,59% en costos de producción, debido principalmente a (x) un incremento en la depreciación, (y) un aumento en los gastos de mantenimiento y (z) en menor medida, un aumento en el 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 2021 ascendió a un total de Ps. 25.186,09 millones, lo que representa un aumento del 17,50% respecto de los Ps. 21.434,44

millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. Este incremento es principalmente atribuible al aumento en las compras de combustible y repuestos y al aumento en los costos de producción, conforme lo descripto más arriba.

El costo de ventas atribuible a generación de energía eléctrica de fuentes renovables en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendió a un total de Ps. 3.378,74 millones, lo que representa un incremento del 18,75% respecto de los Ps. 2.845,45 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. Este incremento obedeció principalmente a todo el año de operación de los parques eólicos La Genoveva I, Manque y Los Olivos.

#### *Ejercicio 2020 comparado con el ejercicio 2019*

El costo de ventas correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendió a un total de Ps. 25.381,44 millones, una disminución de 34,84% frente a los Ps. 38.954,60 millones registrados al 31 de diciembre de 2019. Esta disminución obedeció primordialmente a una disminución de 74,19% en las compras efectuadas por la Emisora, las que ascendieron a un total de Ps. 5.510,01 millones en 2020, frente a Ps. 21.349 millones en 2019.

El costo de ventas atribuible a generación de energía eléctrica de fuentes convencionales en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendió a un total de Ps. 21.434,44 millones, lo que representa una disminución del 40,86% respecto de los Ps. 36.244,48 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Esta disminución es principalmente atribuible a la disminución en las compras de combustible y repuestos descripta más arriba.

El costo de ventas atribuible a generación de energía eléctrica de fuentes renovables en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendió a un total de Ps. 2.845,35 millones, lo que representa un incremento del 90,19% respecto a los Ps. 1.496,05 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Este incremento obedeció fundamentalmente al funcionamiento durante todo 2020 de los parques eólicos La Castellana II (15,2 MW) y La Genoveva II (41,8 MW), cuya habilitación comercial se produjo en el tercer trimestre de 2019, y Manque (57 MW), Los Olivos (22.8 MW) y La Genoveva I (88,2 MW), que comenzaron sus operaciones en diciembre de 2019 (parcialmente), en febrero de 2020 y noviembre de 2020, respectivamente.

#### **Margen bruto**

##### *Ejercicio 2021 comparado con el ejercicio 2020*

El margen bruto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendió a un total de Ps. 27.516,75 millones, una disminución del 14,38% frente a los Ps. 32.139,63 millones registrados al 31 de diciembre de 2020, debido a las razones citadas antes. El margen bruto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue de 48,21% en comparación con un margen bruto de 55,87% durante el mismo período en 2020.

##### *Ejercicio 2020 comparado con el ejercicio 2019*

El margen bruto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendió a un total de Ps. 32.139,63 millones, una disminución del 8,02% frente a los Ps. 34.942,28 millones registrados al 31 de diciembre de 2019, debido a las razones citadas antes. El margen bruto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 fue de 55,87% en comparación con un margen bruto de 47,29% durante el mismo período en 2019.

#### **Gastos administrativos y de comercialización**

|  | <b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de</b> |                         |                         | <b>Variación al 31 de diciembre de</b> |                        |
|--|---|-------------------------|-------------------------|--|------------------------|
|  | <b>2021</b>                                       | <b>2020</b>             | <b>2019</b>             | <b>2021/2020</b>                       | <b>2020/2019</b>       |
|  | <i>(en miles de Ps.)</i>                          |                         |                         | <i>(en porcentajes)</i>                |                        |
| Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales..... | 3.612.032   | 3.857.347               | 4.856.894               | (6,36%)                                | (20,58%)               |
| Generación de energía eléctrica de fuentes renovables.....     | 539.591   | 629.549                 | 554.564                 | (14,29%)                               | 13,52%                 |
| <b>Total gastos administrativos y de comercialización.....</b> | <b><u>4.151.623</u></b>                           | <b><u>4.486.896</u></b> | <b><u>5.411.458</u></b> | <b><u>(7,47%)</u></b>                  | <b><u>(17,09%)</u></b> |

##### *Ejercicio 2021 comparado con el ejercicio 2020*



Los gastos administrativos y de comercialización correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendieron a un total de Ps. 4.150,62 millones, una disminución de 7,47% frente a los Ps. 4.486,90 millones registrados al 31 de diciembre de 2020. Esta disminución obedeció primordialmente a una disminución en el impuesto a los créditos y débitos bancarios y otros impuestos durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

*Ejercicio 2020 comparado con el ejercicio 2019*

Los gastos administrativos y de comercialización correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendieron a un total de Ps. 4.486,90 millones, una disminución de 17,09% frente a los Ps. 5.411,46 millones registrados al 31 de diciembre de 2019. Esta disminución obedeció primordialmente a:

1. una disminución de 47,49%, en el impuesto a los créditos y débitos bancarios como consecuencia de la disminución en los ingresos registrado durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020; y
2. una disminución de 21,24%, en los honorarios y retribuciones por servicios.

***Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles***

|  | <u>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de</u> |                         |                         | <u>Variación al 31 de diciembre de</u> |                        |
|--|---|-------------------------|-------------------------|--|------------------------|
|  | <u>2021</u>                                       | <u>2020</u>             | <u>2019</u>             | <u>2021/2020</u>                       | <u>2020/2019</u>       |
|  | <i>(en miles de Ps.)</i>                          |                         |                         | <i>(en porcentajes)</i>                |                        |
| Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales.....                           | 7.765.017   | 6.062.276               | 9.050.812               | 28,09%                                 | (33,02%)               |
| <b>Total desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles.....</b> | <b><u>7.765.017</u></b>                           | <b><u>6.062.276</u></b> | <b><u>9.050.812</u></b> | <b><u>28,09%</u></b>                   | <b><u>(33,02%)</u></b> |

*Ejercicio 2021 comparado con el ejercicio 2020*

En 2021, la Emisora registró un cargo por desvalorización de propiedades, planta y equipo y activos intangible de Ps. 7.765,02 millones, principalmente relacionado con una reducción en el valor de uso valuado de los siguientes activos que excedió su valor de libros previamente registrado: Central Termoeléctrica Brigadier López, Planta de Ciclo Combinado Luján de Cuyo, Central Eléctrica de Ciclo Combinado Nuevo Puerto y Unidad de Cogeneración Terminal 6 San Lorenzo. Algunos factores que influyeron en esta reducción fueron la vida útil limitada de algunos de estos activos, las incertidumbres económicas actuales y los efectos de la derogación del mecanismo de actualización del precio del mercado spot establecido por la Resolución 440. Para más información, véase Resultados Operativos – Políticas Contables Significativas – Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles.

En 2020, la Emisora registró un cargo de Ps. 6.062,28 millones por desvalorización de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, principalmente relacionado con una reducción en el valor de uso valuado de ciertos activos que excedió su valor de libros previamente registrado, principalmente en relación con la planta Brigadier López y el ciclo combinado de Luján de Cuyo y también con el valor razonable determinado, menos el costo de venta, de algunas de las turbinas de gas que la Emisora posee para futuros nuevos proyectos. Los indicios de desvalorización que llevaron a esta reducción fueron la caída en el precio de las acciones de la Compañía, las incertidumbres económicas actuales, la suspensión del mecanismo de actualización del precio del mercado spot establecido por la Resolución SE N° 31/2020, y en el caso particular de las turbinas de gas de la Compañía, la incertidumbre sobre la factibilidad de nuevos proyectos que permitirían el uso de las turbinas adquiridas. Para más información, véase Resultados Operativos – Políticas Contables Significativas – Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles.

*Ejercicio 2020 comparado con el ejercicio 2019*

En 2020, la Emisora registró un cargo de Ps. 6.062,28 millones por desvalorización de propiedades, planta y equipo y activos intangibles, principalmente relacionado con una reducción en el valor de uso valuado de ciertos activos que excedió su valor de libros previamente registrado, principalmente en relación con la planta Brigadier López y el ciclo combinado de Luján de Cuyo y también con el valor razonable determinado, menos el costo de venta, de algunas de las turbinas de gas que la Emisora posee para futuros nuevos proyectos. Los indicios de desvalorización que llevaron a esta reducción fueron la caída en el precio de las acciones de la Compañía, las incertidumbres económicas actuales, la suspensión del mecanismo de actualización del precio del mercado spot establecido por la Resolución SE N° 31/2020, y en el caso particular de las turbinas de gas de la Compañía, la incertidumbre sobre

la factibilidad de nuevos proyectos que permitirían el uso de las turbinas adquiridas. Para más información, véase Resultados Operativos – Políticas Contables Significativas – Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles.

En 2019, la Emisora registró un cargo por desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles de Ps. 9.050,81 millones, principalmente relacionado con una reducción en el valor de uso valuado de ciertos activos que excedió su valor de libros previamente registrado, principalmente en relación con la planta Brigadier López, así como con una reducción en el valor de uso valuado, menos el costo de venta, de algunas turbinas de gas que la Emisora posee para futuros nuevos proyectos. Los indicios de desvalorización que llevaron a esta reducción fueron la vida útil limitada de estos activos, la caída en el precio de las acciones de la Compañía, las incertidumbres económicas existentes, la pesificación de la tarifa del mercado spot de energía y capacidad, y en el caso particular de las turbinas de gas de la Compañía, la incertidumbre sobre la factibilidad de nuevos proyectos que permitirían el uso de las turbinas adquiridas. Para más información, véase Resultados Operativos – Políticas Contables Significativas – Desvalorización de propiedades, planta y equipos y activos intangibles.

### Otros ingresos operativos

|   | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de |                   |                   | Variación al 31 de diciembre de |                 |
|---|--|-------------------|-------------------|---------------------------------|-----------------|
|   | 2021                                       | 2020              | 2019              | 2021/2020                       | 2020/2019       |
|   | (en miles de Ps.)                          |                   |                   | (en porcentajes)                |                 |
| Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales ..... | 10.476.409                                 | 20.621.029        | 37.496.269        | (49,20%)                        | (45,01%)        |
| Generación de energía eléctrica de fuentes renovables .....     | 422.821                                    | 659.470           | 173.699           | (35,88%)                        | 279,66%         |
| Otros <sup>(1)</sup> .....                                      | 19.831                                     | -                 | 44.550            | 100,00%                         | (100,00%)       |
| <b>Total otros ingresos operativos .....</b>                    | <b>10.919.061</b>                          | <b>21.280.499</b> | <b>37.714.518</b> | <b>(48,69%)</b>                 | <b>(43,57%)</b> |

(1) Incluye la gestión y operación de la central térmica CVO.

### Ejercicio 2021 comparado con el ejercicio 2020

El rubro Otros ingresos operativos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendió a un total de Ps. 10.919,06 millones, una disminución de 48,69%, frente a Ps. 21.280,50 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. Esta disminución se debió principalmente a una disminución de las diferencias de cambio, neta, principalmente como consecuencia de una devaluación del 22,07% del peso respecto al dolar en 2021, mientras que en 2020 el tipo de cambio se incrementó un 40,67% y a una disminución en los intereses de clientes.

### Ejercicio 2020 comparado con el ejercicio 2019

El rubro Otros ingresos operativos de las operaciones continuadas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendió a un total de Ps. 21.280,50 millones, una disminución de 43,57%, frente a Ps. 37.714,52 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Esta disminución se debió principalmente a:

1. una disminución de 32,47% en ganancias por diferencia de cambio generadas por deudas comerciales y créditos por ventas, neto, denominados en Dolares Estadounidenses, principalmente como consecuencia de una devaluación del 40,67% del peso respecto al dolar en 2020, mientras que en 2019, el tipo de cambio aumentó 59,07%.
2. una disminución de 64,53% en intereses derivados de deudas comerciales y créditos por ventas.

### Otros gastos operativos

|   | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de |                |                | Variación al 31 de diciembre de |               |
|---|--|----------------|----------------|---------------------------------|---------------|
|   | 2021                                       | 2020           | 2019           | 2021/2020                       | 2020/2019     |
|   | (en miles de Ps.)                          |                |                | (en porcentajes)                |               |
| Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales ..... | 818.208                                    | 486.902        | 28.105         | 68,04%                          | 1.632,44%     |
| Generación de energía eléctrica de fuentes renovables .....     | (10.573)                                   | 195.408        | 520.801        | (105,41%)                       | (62,48%)      |
| Otros <sup>(1)</sup> .....                                      | —  | 7.620          | 7.474          | (100,00%)                       | 1,95%         |
| <b>Total otros gastos operativos .....</b>                      | <b>807.635</b>                             | <b>689.930</b> | <b>556.380</b> | <b>17,06%</b>                   | <b>24,00%</b> |



(1) Incluye la gestión y operación de la central térmica CVO.

#### *Ejercicio 2021 comparado con el ejercicio 2020*

El rubro otros gastos operativos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendió a un total de Ps. 807,64 millones, un aumento del 17,06% con respecto a los Ps. 689,93 millones registrados al 31 de diciembre de 2020. Este incremento fue principalmente debido a un incremento de Ps. 43,78 millones en el cargo neto asociado a la provisión para juicios y un incremento de Ps. 61,23 millones en intereses comerciales e impositivos.

#### *Ejercicio 2020 comparado con el ejercicio 2019*

El rubro otros gastos operativos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendió a un total de Ps. 689,93 millones, un aumento del 24,00% con respecto a los Ps. 556,38 millones registrados al 31 de diciembre de 2019. Este incremento fue principalmente debido a un incremento en intereses de Ps. 563,20 millones, el cual fue parcialmente compensado por una disminución de Ps. 414,49 millones en cargos relacionados con descuento de créditos fiscales.

### **Ganancia operativa**

|   | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de |                   |                   | Variación al 31 de diciembre de |                 |
|---|--|-------------------|-------------------|---------------------------------|-----------------|
|   | 2021                                       | 2020              | 2019              | 2021/2020                       | 2020/2019       |
|   | <i>(en miles de Ps.)</i>                   |                   |                   | <i>(en porcentajes)</i>         |                 |
| Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales ..... | 17.396.004                                 | 33.656.241        | 53.317.152        | (48,31%)                        | (36,88%)        |
| Generación de energía eléctrica de fuentes renovables .....     | 7.861.353                                  | 7.862.263         | 3.861.142         | (0,01%)                         | 103,63%         |
| Otros <sup>(1)</sup> .....                                      | 454.180                                    | 662.527           | 459.801           | (31,45%)                        | 44,09%          |
| <b>Total ganancia operativa .....</b>                           | <b>25.711.537</b>                          | <b>42.181.031</b> | <b>57.638.095</b> | <b>(39,04%)</b>                 | <b>(26,82%)</b> |

(1) Incluye reventa de capacidad de distribución y transporte de gas y la gestión y operación de la central térmica CVO.

#### *Ejercicio 2021 comparado con el ejercicio 2020*

Por las razones citadas arriba, la ganancia operativa generada en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendió a un total de Ps. 25.711,54 millones, una disminución de 39,04% frente a los Ps. 42.181,03 millones registrados al 31 de diciembre de 2020. Esto se explica principalmente por una disminución en las cuentas por cobrar de CVO y FONI y por las menores diferencias de cambio de esas cuentas por cobrar y un incremento en costo de ventas, principalmente impulsado por un aumento en las compras de combustible y repuestos y un incremento en los costos de producción, principalmente atribuible a (i) un aumento en los cargos por depreciación, (ii) un aumento en los gastos de mantenimiento, y (iii) en menor medida, un aumento en el consumo de materiales y repuestos.

#### *Ejercicio 2020 comparado con el ejercicio 2019*

Por las razones citadas arriba, la ganancia operativa en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendió a un total de Ps. 42.181,03 millones, una disminución de 26,82% frente a los Ps. 57.638,09 millones registrados al 31 de diciembre de 2019. Esto se explica principalmente por una disminución en las cuentas por cobrar de CVO y FONI y las diferencias de cambio menores de esas cuentas por cobrar.

### **Ingresos financieros**

#### *Ejercicio 2021 comparado con el ejercicio 2020*

Los ingresos financieros generados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendieron a un total de Ps. 1.942,65 millones, una disminución de 75,06% frente a los Ps. 7.788,30 millones registrados al 31 de diciembre de 2020. Esta disminución obedeció primordialmente a una disminución en la ganancia neta de activos financieros a valor razonable.

#### *Ejercicio 2020 comparado con el ejercicio 2019*

Los ingresos financieros en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendieron a un total de Ps. 7.788,30 millones, un incremento de 5,26% frente a los Ps. 7.399,20 millones registrados al 31 de diciembre de 2019. Este incremento obedeció primordialmente a:

1. un incremento en los ingresos netos generados por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados, por un total de Ps. 7.594,04 millones al 31 de diciembre de 2020, en comparación con Ps. 7.340 millones al 31 de diciembre de 2019; y
2. un aumento en las ganancias por intereses, por un total de Ps. 194,24 millones en el año terminado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con Ps. 60,59 millones en el año terminado el 31 de diciembre de 2019.

### ***Gastos financieros***

#### *Ejercicio 2021 comparado con el ejercicio 2020*

Los gastos financieros en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendieron a un total de Ps. 17.815,20 millones, una disminución de 47,07% frente a los Ps. 33.655,66 millones registrados al 31 de diciembre de 2020. Esta disminución obedeció primordialmente a una menor diferencia de cambio, la cual disminuyó de un total de Ps. 26.141,07 millones en 2020 a Ps. 12.363,05 millones en 2021, principalmente debido a un menor saldo de deuda denominada en dólares estadounidenses y a una menor depreciación del peso argentino.

#### *Ejercicio 2020 comparado con el ejercicio 2019*

Los gastos financieros en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendieron a un total de Ps. 33.655,66 millones, un incremento de 2,85% frente a los Ps. 32.724,46 millones registrados al 31 de diciembre de 2019. Este incremento obedeció primordialmente a una mayor diferencia de cambio generada por préstamos y otros financiamientos, un incremento de 5,76% en comparación con el ejercicio 2019, parcialmente compensado por una disminución en intereses sobre préstamos por un total de Ps. 5.498,94 millones en el ejercicio 2020, comparado con Ps. 6.598,83 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, ocasionado por una disminución de préstamos financieros.

### ***Resultados por participación en asociadas***

#### *Ejercicio 2021 comparado con el ejercicio 2020*

Los resultados por participación en asociadas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendieron a una pérdida de Ps. 564,50 millones en 2021 en comparación con una ganancia de Ps. 164,15 millones en 2020, principalmente como resultado de la pérdida derivada de las operaciones de Ecogas en 2021.

#### *Ejercicio 2020 comparado con el ejercicio 2019*

Los resultados por participación en asociadas de las operaciones continuadas correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendieron a un total de Ps. 164,15 millones, una disminución de 92,82% frente a los Ps. 2.287,74 millones registrados al 31 de diciembre de 2019. Dicha disminución obedeció primordialmente a (a) una ganancia de Ps. 149,41 millones generada por la participación de Central Puerto en Ecogas a través de IGCE, DGCE y IGCU en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con los Ps. 2.100,09 millones registrados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, y (b) una pérdida de Ps. 23,94 millones generada por la participación de Central Puerto en TGM en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, en comparación con una pérdida de Ps. 13,76 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

### ***Impuesto a las ganancias***

#### *Ejercicio 2021 comparado con el ejercicio 2020*

El impuesto a las ganancias en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendió a un total de Ps. 8.268,36 millones, un incremento de 7,03%, frente a Ps. 7.725,16 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. Las tasas efectivas del impuesto de 2021 y 2020 fueron de 108,5% y 42,38%, respectivamente. Este aumento obedeció principalmente a cambios en la alícuota del impuesto a las ganancias de sociedades y al no reconocimiento del activo por impuesto diferido relacionado con una



parte del quebranto impositivo respecto del cual no se sabe a ciencia cierta si existirá n futuras ganancias imponibles contra las cuales computarlo.

#### *Ejercicio 2020 comparado con el ejercicio 2019*

El impuesto a las ganancias en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendió a un total de Ps. 7.725,16 millones, una disminución de 34,57%, frente a Ps. 11.806,06 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Esta disminución obedeció principalmente a una menor ganancia imponible durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. Las tasas efectivas del impuesto de 2020 y 2019 fueron de 42,38% y 39,88%, respectivamente.

#### **Resultado neto del ejercicio**

#### *Ejercicio 2021 comparado con el ejercicio 2020*

Por las razones citadas arriba, la pérdida neta correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 ascendió a un total de Ps. 647,86 millones frente a una ganancia de Ps. 10.502,43 millones registrados al 31 de diciembre de 2020.

#### *Ejercicio 2020 comparado con el ejercicio 2019*

Por las razones citadas arriba, la ganancia neta correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 ascendió a un total de Ps. 10.502,43 millones, una disminución de 40,99% frente a los Ps. 17.797,44 millones registrados al 31 de diciembre de 2019.

#### **Liquidez y recursos de capital**

Al 31 de diciembre de 2021, la Emisora registraba disponibilidades por la suma de Ps. 281,73 millones, y otros activos financieros corrientes por la suma de Ps. 19.839,80 millones. Para más información, véase la Nota 13 y 10.5 estados financieros consolidados auditados de la Emisora.

Las principales fuentes de liquidez de la Emisora son los fondos generados por las actividades operativas; fondos provenientes de ventas de inversiones temporarias de la Emisora; y financiaciones que puedan ser provistas por los proveedores de equipos o servicios adquiridos por la Emisora.

Las cuentas por cobrar de CAMMESA son una importante fuente de liquidez de la Emisora. Al 31 de diciembre de 2021, los créditos por ventas y otros créditos corrientes de CAMMESA y otros clientes ascendían a un total de Ps. 22.753,34 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; y otros gastos generales. En el futuro, como ocurre a la fecha de este Prospecto, 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*”.

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 incumplimiento de deuda adicional; (iii) restricciones al pago de dividendos; (iv) limitaciones a la realización de gastos de capital y (v) restricciones al incumplimiento 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.

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. 8.950 millones.

Tal como se indica en la Nota 13.3 a los estados financieros de la Emisora, la misma no tiene pagos significativos relacionados con préstamos y otras financiaciones programados para 2022. En 2023, la Emisora deberá efectuar pagos en el marco de un préstamo contraído con Citibank N.A., JP Morgan Chase Bank N.A. y Morgan Stanley Senior Funding INC. y de las obligaciones negociables de CP Manque S.A.U. y CP Los Olivos S.A.U. La Emisora espera realizar los pagos mencionados principalmente con liquidez proveniente de sus operaciones.



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, atento a que el plan de expansión de la Emisora fue finalizado en 2021, no se prevén requerimientos significativos de gastos de capital, salvo por el proyecto de ciclo cerrado Brigadier López, cuya fecha de inicio no ha sido definida aún.

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 créditos 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—El brote de una enfermedad, incluso el COVID-19, podría tener consecuencias adversas significativas para las operaciones de la Emisora, incluidos nuevos proyectos”*.

**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”*.

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. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, la Emisora recibió Ps. 500 millones (U\$S 3,98 en pagos denominados en dólares estadounidenses) en concepto de capital e intereses por estos créditos (IVA incluido), habiéndose cobrado de esta forma durante 2020 la totalidad de las cuotas pendientes.

La planta de ciclo combinado de CVO comenzó a operar el 20 de marzo de 2018. Al 31 de diciembre de 2021, los “créditos LVFVD 2008-2011” totalizaban Ps. 36.050 millones.

Una vez que la planta de ciclo combinado CVOSA 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) (es decir, Ps. 3,97-U\$S 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 U\$S 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.

En 2020, las cobranzas de los Créditos CVO ascendieron a un total de Ps. 9.506,99 millones, medidos en moneda corriente del 31 de diciembre de 2021. Asimismo, dichas cobranzas ascendieron a Ps. 8.195,69 millones, medidos en moneda corriente del 31 de diciembre de 2021.

Al 20 de marzo de 2018, CAMMESA otorgó la Habilitación Comercial de CVO en el MEM, como una planta de ciclo combinado, a la central térmica Central Vuelta de Obligado, que 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.

Como resultado, el cronograma de amortización original del Acuerdo de CVO se encuentra con plena vigencia y efectos.

**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 |      |      |
|--|------|------|
| <i>(en miles de Ps.)</i>                   |      |      |
| 2021                                       | 2020 | 2019 |



|   |                 |                    |                  |
|---|-----------------|--------------------|------------------|
| Flujo neto de fondos procedente de las operaciones .....                              | 26.035.917      | 29.122.100         | 24.605.353       |
| Flujo neto de fondos utilizado en actividades de inversión .....                      | (6.924.183)     | (26.095.028)       | (57.341.352)     |
| Flujo neto de fondos (utilizado en) procedente de actividades de financiamiento ..... | (19.166.890)    | (5.559.727)        | 35.205.631       |
| <b>(Disminución) Aumento de efectivo y colocaciones a corto plazo.....</b>            | <b>(55.156)</b> | <b>(2.532.655)</b> | <b>2.469.631</b> |

### *Flujo neto provisto por las operaciones*

#### *Ejercicio 2021 comparado con el ejercicio 2020*

El flujo neto de fondos provisto por las operaciones disminuyó un 10,6% a Ps. 26.035,92 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, de Ps. 29.122,10 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. Dicha disminución obedece principalmente a (i) una disminución de Ps. 3.649,80 millones en las créditos por ventas, principalmente, relacionados con cobranzas de FONI, (ii) una disminución de Ps. 3.522,90 millones en la cobranza de intereses de clientes, incluso de parte de FONI y (iii) una disminución de Ps. 7.765,02 millones en el cargo no monetario por desvalorización de la propiedad, planta y equipos y activos intangibles imputado en ganancia operativa, parcialmente compensada por (iv) un aumento de Ps. 6.879,99 millones en el cargo no monetario por diferencias de cambio sobre las cuentas por cobrar, (v) una disminución de Ps. 4.406,56 millones en el impuesto a las ganancias pagado, y (vi) una disminución de Ps. 6.891,72 millones en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, otros pasivos no financieros y pasivos correspondientes a beneficios a empleados.

#### *Ejercicio 2020 comparado con el ejercicio 2019*

El flujo neto de fondos provisto por las operaciones aumentó un 18,36% a Ps. 29.122,10 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, de Ps. 24.605,35 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Dicho incremento obedece principalmente a (i) un incremento en los ingresos producto de un aumento en el tipo de cambio de 2020, que repercutió directamente en las tarifas fijadas en dólares, un incremento en los ingresos por ventas bajo contrato y un aumento en los ingresos por ventas de vapor, y (ii) una disminución en los intereses cobrados de clientes y en el impuesto a las ganancias pagado en 2020.

### *Flujo neto utilizado en las actividades de inversión*

#### *Ejercicio 2021 comparado con el ejercicio 2020*

El flujo neto de fondos utilizado en las actividades de inversión disminuyó un 73,47% a Ps. 6.924,18 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, de Ps. 26.095,03 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. La disminución obedeció principalmente a (i) Ps. 5.372 millones en pagos por compras de propiedad, planta y equipo, principalmente en el marco de la construcción del proyecto de central térmica Terminal 6 que fueron inferiores a 2020, (ii) Ps. 5.337,33 millones por la adquisición de activos financieros a corto plazo, neto, también inferior a 2020; compensado, en parte, por (iii) Ps. 3.644,98 millones obtenidos por la venta de propiedad, planta y equipo y (iv) Ps. 140,17 millones en dividendos cobrados.

#### *Ejercicio 2020 comparado con el ejercicio 2019*

El flujo neto de fondos utilizado en las actividades de inversión disminuyó un 54,49% a Ps. 26.095,03 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 respecto de los Ps. 57.341,35 millones registrados para el ejercicio anterior. Dicha disminución fue atribuible primordialmente a (i) una disminución en los pagos por la compra de propiedades, plantas y equipos principalmente afectados a la construcción de los parques eólicos La Genoveva I, Manque, Los Olivos y la construcción de la planta Terminal 6 San Lorenzo, en comparación con pagos realizados en 2019.

### *Flujo neto (utilizado en) provisto por las actividades de financiamiento*

#### *Ejercicio 2021 comparado con el ejercicio 2020*

El flujo neto de fondos utilizado por las actividades de financiamiento ascendió a un total de Ps. 19.166,89 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, frente a un flujo neto de fondos provisto por las actividades de financiamiento de Ps. 5.559,73 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. Esta variación se debió principalmente a (i) un

aumento en los pagos del giro al descubierto de cuentas bancarias y de inversión, y (ii) un aumento en los préstamos pagados, principalmente, relacionados con préstamos recibidos por los proyectos de expansión.

#### *Ejercicio 2020 comparado con el ejercicio 2019*

El flujo neto de fondos utilizado por las actividades de financiamiento ascendió a un total de Ps. 5.559,73 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, frente a un flujo neto de fondos provisto en las actividades de financiamiento por la suma de Ps. 35.205,63 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Esta variación se debió principalmente a (i) préstamos a largo plazo recibidos, (ii) un incremento en intereses y otros costos financieros pagados en 2020, en comparación con 2019 y (iii) un incremento en los préstamos a largo plazo pagados.

#### **Gastos de capital**

El siguiente cuadro presenta los gastos de capital de la Emisora para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019:

|  | <b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de</b> |                          |                          |
|--|---|--------------------------|--------------------------|
|  | <i>(en miles de Ps.)</i>                          |                          |                          |
|  | <b>2021</b>                                       | <b>2020</b>              | <b>2019</b>              |
| Terrenos y edificios.....                                | 5.018   | 7.796                    | 2.174.921                |
| Máquinas, equipos, turbogrupos y equipos auxiliares..... | -   | 157.259                  | 17.417.558               |
| Turbinas .....   | 1.448   | -                        | -                        |
| Obras en curso.....                                      | 5.071.193   | 16.941.084               | 36.403.516               |
| Otros.....   | 120.019   | 180.187                  | 128.530                  |
| <b>Total .....</b>                                       | <b><u>5.197.678</u></b>                           | <b><u>17.286.326</u></b> | <b><u>56.124.525</u></b> |

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, la Emisora realizó gastos de capital por un total de Ps 5.197,68 millones, frente a Ps. 17.286,33 millones durante 2020. Durante esos ejercicios, las principales altas de bienes de uso y terrenos estuvieron asociadas a proyectos propuestos para ampliar la capacidad instalada de la Emisora. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, los principales gastos de capital de la Emisora fueron la construcción del proyecto de la central térmica Terminal 6 San Lorenzo.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, la Emisora realizó gastos de capital por un total de Ps. 17.286,33 millones, frente a Ps. 56.124,53 millones durante 2019. Durante esos ejercicios, las principales altas de bienes de uso y terrenos estuvieron asociadas a proyectos propuestos para ampliar la capacidad instalada de la Emisora. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, los principales gastos de capital de la Emisora fueron la construcción de la Terminal 6 San Lorenzo y los proyectos renovables Manque, Los Olivos y La Genoveva I.

La Emisora financió sus gastos de capital con fondos provenientes de la oferta de emisiones de títulos de deuda y fondos provistos por las operaciones.

La Emisora adquirió un terreno en la Provincia de Buenos Aires, situado en un lugar estratégico para la entrega de combustible y para la futura posible conexión a las líneas de transmisión de electricidad.

#### *Participaciones en DGPU 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 DGPU 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 descrito 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.

En la asamblea de accionistas que se llevó a cabo el 16 de diciembre de 2016, de acuerdo con el objetivo estratégico de concentrarse en los activos dentro de la industria energética, los accionistas consideraron la posible venta de la participación accionaria de la Emisora en Ecogas pero votaron para postergar la decisión. La Emisora está analizando varias oportunidades estratégicas con respecto a DGCU y DGCE, incluida una posible venta total o parcial de la participación accionaria de la Emisora en ellas. El 26 de enero de 2018, los accionistas de DGCE aprobaron la admisión de DGCE al régimen de oferta pública en Argentina. El 14 de marzo de 2018, la Emisora autorizó la oferta de hasta 10.075.952 acciones ordinarias clase B de DGCE, en una potencial oferta pública autorizada por la CNV, sujeta a condiciones de mercado. Esta autorización fue incluida dentro de la autorización del 23 de febrero de 2018 del Directorio para la venta de hasta 27.597.032 acciones ordinarias clase B de DGCE. No obstante, debido a las condiciones de mercado, los accionistas de DGCE decidieron posponer la oferta. El 24 de octubre de 2019, la CNV notificó a DGCE sobre la cancelación de la autorización para la oferta pública.

## Deuda

Al 31 de diciembre de 2021, la deuda total de la Emisora era de Ps. 42.996,65 millones, de los cuales el 100% estaba denominado en Dólares Estadounidenses. El siguiente cuadro muestra las deudas de la Emisora a esas fechas:

|                    | Al 31 de diciembre de |                   |
|--------------------|-----------------------|-------------------|
|                    | 2021                  |                   |
|                    | (en miles de US\$)    | (en miles de Ps.) |
| Deuda corriente    | 66.340                | 6.814.403         |
| Deuda no corriente | 352.241               | 36.182.243        |

### Préstamo del 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 descrito en la Nota 18.7 a los estados financieros consolidados auditados de la Emisora al 31 de diciembre de 2021.

De acuerdo con los términos del contrato, este préstamo devenga una tasa de interés anual igual a LIBO 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.

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. Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad ha cumplido con dicho requerimiento.

Durante el ejercicio 2019 se completaron los desembolsos previstos para este préstamo por un total de USD 55,2 millones.

Al 31 de diciembre de 2021, el saldo de este préstamo asciende a US\$ 45,59 millones, aproximadamente equivalente a Ps. 3,69 billones, 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 Termoelectrica Brigadier López.

De acuerdo con los términos del contrato, este préstamo devenga una tasa de interés anual ajustable en base a la tasa LIBO más un margen.

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 más de 3,50:1,00 y (iii) un patrimonio neto mínimo de U\$S 500 millones. Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad ha cumplido con dichas obligaciones.

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 USD 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 vigente, 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 U\$S 34.128 millones y la última amortización en enero de 2024 por la suma de U\$S 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 U\$S 25 millones para el año 2022. En 2023, el pago de dividendos máximo permitido es de U\$S 20 millones.

A la fecha de este Prospecto, se han efectuado todos los pagos previstos en las modificaciones.

Al 31 de diciembre de 2021, el saldo de este préstamo ascendía a U\$S 90,50 millones, aproximadamente equivalente a Ps. 9,21 billones, neto de costos de la transacción.

#### *Fideicomiso Financiero Brigadier López*

El 14 de junio de 2019, la Emisora adquirió la Planta Brigadier López de IEASA. Como parte del acuerdo, Central Puerto sustituyó a IEASA como fiduciante del Contrato de Fideicomiso Brigadier López. El fiduciario del Contrato de Fideicomiso Financiero Brigadier López es BICE Fideicomisos.

En el marco del contrato de fideicomiso, la deuda financiera devenga intereses a una tasa anual igual a (i) la tasa LIBO más 5% o (ii) 6,25%, la que sea mayor. BICE Fideicomisos, como el fiduciario, está a cargo de la administración y paga dicha deuda, utilizando para tal fin los fondos derivados de ciertos componentes de las ventas de la central Brigadier López que fueron cedidos al Fideicomiso Financiero Brigadier López y fueron pagados mensualmente directamente por CAMMESA al Fideicomiso Financiero Brigadier López. Asimismo, existe una cuenta de reserva por un monto total equivalente a dos meses de servicios de deuda. En caso

de insolvencia del Fideicomiso Financiero Brigadier López, los acreedores no tendrán recurso contra los activos de Central Puerto, excepto los componentes de las ventas de la central Brigadier López que fueron cedidos al Fideicomiso.

El saldo de la deuda financiera del fideicomiso al 31 de diciembre de 2021 asciende a U\$S 32,08 millones, equivalente aproximadamente a Ps. 3,3 billones.

A la fecha de este Prospecto, la deuda financiera fue cancelada 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) 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 U\$S100.050.000 (la “Facilidad CII-IFCI”), de los cuales U\$S5 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%, cancelable en 52 cuotas trimestrales iguales.

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”), a 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-IFCI por un total de U\$S 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.

Asimismo, la Emisora acordó mantener, a menos que cada prestamista senior acuerde lo contrario por escrito, la titularidad y el control de CP La Castellana del siguiente modo: (i) hasta la fecha de finalización del proyecto La Castellana, (a) la Emisora deberá mantener (x) directa o indirectamente, por lo menos el setenta por ciento (70%) de la titularidad beneficiaria de CP La Castellana; e (y) el control de CP La Castellana, y (b) CP Renovables deberá mantener (x) directamente, el noventa y cinco por ciento (95%) de la titularidad beneficiaria de CP La Castellana; e (y) el control de CP La Castellana. Asimismo, (ii) luego de la fecha de finalización del proyecto La Castellana, (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 La Castellana y CP Renovables; e (y) el control de CP La Castellana y CP Renovables; y (b) CP Renovables deberá mantener el control de CP La Castellana.

El 18 de agosto de 2018, el parque eólico La Castellana I alcanzó la fecha de habilitación comercial. “fecha de finalización del proyecto” La Castellana 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 La Castellana, véase “*Antecedentes Financieros - Resultados de las Operaciones – Factores que Afectan los Resultados de las Operaciones de la Emisora*”.

El 9 de enero de 2018, CP La Castellana recibió el primer desembolso de la Facilidad CII-IFCI por un monto total de U\$S 80 millones y pagó en su totalidad los tres préstamos puente a corto plazo celebrados con Banco de Galicia y Buenos Aires por un monto total de U\$S 50,5 millones con fondos de la facilidad CII-IFCI.

El 4 de junio de 2018, CP La Castellana recibió un segundo desembolso por el monto restante de U\$S 20.050.000.

##### *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 U\$S 50.700.000 (la “Facilidad CII-IFC II” y junto con la Facilidad CII-IFC I, las “Facilidades CII-IFC”), de los cuales U\$S 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 U\$S 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 20 de septiembre de 2018, el parque eólico Achira 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 9 de abril de 2018, CP Achiras recibió un desembolso de U\$S 50.700.000 por el monto total del préstamo.

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 incumplimiento de deuda adicional; (iii) restricciones al pago de dividendos; (iv) limitaciones a efectuar gastos de capital y (v) restricciones al incumplimiento de gravámenes. Ciertos supuestos de incumplimiento y compromisos previstos en las Facilidades CII-IFC están sujetos a determinados umbrales y excepciones descritos 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 2021, el saldo bajo los Préstamos CP Achiras y CP La Castellana de las Facilidades CII-IFC era de U\$S 118 millones, aproximadamente equivalente a Ps. 11,79 billones, neto de los costos de transacciones.

#### *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 (MCP, por sus siglas en inglés) administrados por IFC, para la construcción del parque eólico La Genoveva I, por un monto de capital de U\$S 76,1 millones.

De conformidad con los términos del contrato, este préstamo devenga una tasa de interés anual igual a LIBO más 6,50% y 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 ciertos aportes de capital a Vientos La Genoveva S.A.U.

Al 31 de marzo de 2021, 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 U\$S 76,1 millones por el monto total del préstamo.

Al 31 de diciembre de 2021, el monto de capital pendiente bajo dicho préstamo era de U\$S 71,71 millones, aproximadamente equivalente a Ps. 7,10 billones, 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 U\$S 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 a 18,5% durante el primer año, y tiene un aumento del 0,5% cada año, hasta el 11% en la 61ª 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 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 y CPSA ya no está más sujeta a las obligaciones previamente descritas.

Con fecha 24 de mayo de 2019 los fondos del préstamo han sido desembolsados en su totalidad. Al 31 de diciembre de 2021, el saldo de este préstamo era de U\$S 9,38 millones, aproximadamente equivalente a Ps. 0,94 billones, neto de costos de transacción.

#### *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 U\$S 37,5 millones.

De acuerdo con los términos del contrato, este préstamo devenga intereses a una tasa anual LIBO más 5,95% y es amortizable trimestralmente en 26 cuotas, comenzando a partir del 23 de abril 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 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 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, CPR 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 y CPSA ya no está más sujeta a las obligaciones previamente descritas.

Con fecha 23 de julio de 2019 los fondos del préstamo han sido desembolsados en su totalidad. Al 31 de diciembre de 2021, el monto de capital pendiente bajo dicho préstamo era de U\$S 27,19 millones, aproximadamente equivalente a Ps. 2,73 billones, neto de costos de la transacción.

#### *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, el cual fue plenamente cancelado en esa fecha.

Con fecha 24 de junio de 2020, el Directorio de CPSA resolvió garantizar incondicionalmente, por medio de un aval, la co-emisión de obligaciones negociables de sus subsidiarias CP Manque S.A.U. y CP Los Olivos S.A.U. (el “Aval”). El Aval constituye una obligación con garantía común, no subordinada e incondicional de la Sociedad, y tendrá, en todo momento, el mismo rango de prelación respecto de todas las obligaciones no garantizadas y no subordinadas, presentes y futuras de la Sociedad. El Aval fue instrumentado por medio de la firma de la Sociedad en carácter de avalista de los certificados globales permanentes depositados en la Caja de Valores S.A. en los que están representadas las obligaciones negociables clase I y las obligaciones negociables clase II de CP Manque S.A.U. y CP Los Olivos S.A.U.

#### **Ciberseguridad**

A la fecha de este Prospecto, la Emisora no ha sufrido ningún incidente de ciberseguridad significativo. La Emisora ha implementado y seguirá implementando varios controles y procedimientos para evitar, reducir y mitigar la posible exposición a dicho riesgo, incluyendo:

- ciertos controles sobre los usuarios relacionados con sistemas y aplicaciones específicas que pueden afectar a la Emisora;
- programas de capacitación sobre riesgos relacionados con tecnología y software y el posible impacto para todo el personal de la Emisora;
- actualizaciones periódicas de software y aplicaciones emitidas por desarrolladores y proveedores de software;
- monitoreo de eventos de seguridad para identificar posibles irrupciones o acciones sospechosas o no autorizadas;
- mecanismos de protección perimetral como UTM, Fortinet, VPN, MFA, antimalware, entre otros;
- evaluaciones de seguridad periódicas mediante análisis de vulnerabilidad y “ethical hacking”; y
- acceso a información y datos controlados mediante la configuración de roles y perfiles de acceso.

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 \$ 1,00 y un derecho de voto cada una, todas ellas totalmente pagadas y admitidas al público ofrecimiento.

El 16 de diciembre de 2016, en una Asamblea de Accionistas, los accionistas decidieron reducir la reserva voluntaria en \$ 1.324.769.474 y capitalizar dichos fondos mediante el pago de un dividendo en acciones de siete nuevas acciones ordinarias con un valor nominal de Ps.1.00 por acción por cada acción en circulación de acciones ordinarias. Luego de dicha capitalización y dividendo de acciones, y a la fecha de este prospecto, tenemos 1.514.022.256 acciones en circulación con un valor nominal de \$ 1.00 por acción.

A la fecha de este Prospecto, una de las subsidiarias de la Emisora posee 8,851,848 de las acciones comunes de la Emisora.

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 inscrita 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 producción, almacenamiento y utilización de tecnologías del hidrógeno en todas sus posibilidades energéticas;
- c) 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;
- d) producción y explotación de materia prima para la producción de biocombustibles (biodiesel y bioetanol), incluyendo la fabricación, almacenamiento, comercialización, distribución y transporte;
- e) 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;
- f) obtención, almacenamiento, comercialización, distribución, transporte y/o uso de biogás como fuente energética renovable;

g) 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.); y

h) investigación y desarrollo de tecnologías energéticas.

En relación con las actividades descritas en a), b), c), d), e), f), g) y h) anteriores, 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 descrito 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 un ejercicio en sus funciones, 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, a ún 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 a 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 suscrito 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 provisiones 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 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 a prueba 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.



## INFORMACIÓN ADICIONAL

### (A) TIPO DE CAMBIO Y CONTROLES DE CAMBIO

#### *Tipo de cambio*

A partir del 1° de abril de 1991 y hasta fines del año 2001, la Ley N° 23.928 (la “Ley de Convertibilidad”) estableció un régimen conforme al cual el Banco Central estaba obligado a vender dólares estadounidenses a un tipo de cambio fijo de un peso por dólar estadounidense. El 6 de enero de 2002, el Congreso de la Nación sancionó la Ley N° 25.561 (y modificatoria y normas complementarias, la “Ley de Emergencia Pública”), mediante la cual se derogó el régimen de la Ley de Convertibilidad, abandonando formalmente más de diez años de paridad fija entre el peso y el dólar estadounidense y eliminando el requisito de que las reservas en oro y en moneda extranjera del Banco Central debían ser en todo momento equivalentes al 100% de la base monetaria.

La Ley de Emergencia Pública, que ha sido prorrogada año tras año y estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017, otorgaba al gobierno nacional la facultad de fijar el tipo de cambio del peso frente a las monedas extranjeras y a emitir regulaciones relativas al mercado cambiario. Tras un breve período en el cual el gobierno nacional estableció un sistema cambiario dual provisorio conforme a la Ley de Emergencia Pública, el peso fluctuó libremente frente a otras monedas desde febrero de 2002, aunque el Banco Central tiene potestad para intervenir el mercado de cambios comprando y vendiendo divisas por cuenta propia, una práctica que lleva a cabo regularmente. Desde el 2011, el gobierno argentino incrementó el control del tipo de cambio y la transferencia de fondos desde y hacia la Argentina.

El siguiente cuadro muestra, para los períodos indicados, los tipos de cambio vendedor promedio, máximo, mínimo y al cierre del período entre el Peso y el Dólar Estadounidense, de acuerdo con lo informado por el Banco Central. El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no publica un tipo de cambio comprador de mediodía para el Peso.

|   | Máximo <sup>4</sup> | Mínimo <sup>5</sup> | Promedio <sup>6</sup> | Al cierre del período <sup>7</sup> |
|---|---------------------|---------------------|-----------------------|------------------------------------|
| (pesos por US\$)                                  |                     |                     |                       |                                    |
| <b>Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de</b> |                     |                     |                       |                                    |
| 2017.....   | 18,83               | 15,17               | 16,76                 | 18,77                              |
| 2018.....   | 40,90               | 18,42               | 29,32                 | 37,81                              |
| 2019.....   | 60,00               | 37,04               | 49,23                 | 59,90                              |
| 2020.....   | 84,15               | 59,82               | 71,61                 | 84,15                              |
| 2021.....   | 102,75              | 84,70               | 95,80                 | 102,75                             |
| <b>Mes</b>  |                     |                     |                       |                                    |
| Enero 2022 .....                                  | 105,02              | 103,04              | 103,98                | 105,02                             |
| Febrero 2022 .....                                | 107,44              | 105,14              | 106,31                | 107,44                             |
| Marzo 2022 .....                                  | 110,97              | 107,93              | 109,45                | 110,97                             |
| Abril 2022.....                                   | 115,31              | 111,12              | 113,33                | 115,31                             |
| Mayo 2022.....                                    | 120,16              | 115,75              | 117,77                | 120,16                             |
| Junio 2022 <sup>8</sup> .....                     | 124,87              | 120,32              | 122,46                | 124,87                             |

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

<sup>4</sup> El tipo de cambio máximo indicado fue el tipo de cambio más alto durante el período informado.

<sup>5</sup> El tipo de cambio mínimo indicado fue el tipo de cambio más bajo durante el período informado.

<sup>6</sup> 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).

<sup>7</sup> El tipo de cambio al cierre del período fue el tipo de cambio cotizado al cierre del período informado.

<sup>8</sup> Valores al 28 de junio de 2022

## ***Controles de cambio***

Mediante el Decreto N° 609 (el “Decreto 609”), de fecha 1 de septiembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional estableció que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el contravalor de la exportación de bienes y servicios debía ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios en las condiciones y plazos que establezca el BCRA oportunamente. De acuerdo con las disposiciones del Decreto 609, el BCRA tiene potestad para establecer los supuestos en los que el acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera y metales preciosos amonedados y las transferencias al exterior requerirán autorización previa. El 28 de diciembre de 2019, mediante el Decreto N° 91/2019, el Poder Ejecutivo Nacional modificó el Artículo 1 del Decreto 609, prorrogando indefinidamente la obligación de repatriar y liquidar el contravalor de la exportación de bienes y servicios en el mercado de cambios con base en pautas objetivas en función de las condiciones vigentes en el mercado cambiario y distinguiendo la situación de las personas humanas de la de las personas jurídicas. De igual modo se faculta al BCRA para establecer reglamentaciones que eviten prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través de títulos públicos u otros instrumentos, lo dispuesto en esta medida.

En ese marco, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6770, según fuera posteriormente modificada, la cual, a partir del 1 de septiembre de 2019, implementó un amplio mecanismo de control de cambios.

A continuación, se detallan los aspectos más relevantes de la normativa del BCRA conforme el texto ordenado dispuesto por la Comunicación “A” 7490 (conforme fuera modificado o complementado, el “T.O. Comunicación 7490”), relativos al ingreso y egreso de fondos de la Argentina:

### ***Disposiciones específicas para los ingresos por el mercado de cambios***

#### ***Cobro de Exportaciones de bienes***

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

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

#### ***Anticipos, prefinanciaciones y postfinanciaciones del exterior***

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

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

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

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

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

### *Cobros de exportaciones de servicios*

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

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

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

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

Asimismo, en la medida que se cumplan los requisitos previstos en los puntos 3.11.3. y 7.9.5. del T.O. Comunicación 7490, se admitirá que los cobros de exportaciones de servicios sean acumulados en cuentas abiertas en entidades financieras locales o en el exterior, por los montos exigibles en los contratos de endeudamiento, con el objeto de garantizar la cancelación de los servicios de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior y/o emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país.

### *Aplicación de divisas de cobros de exportaciones*

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La entidad emisora de la mencionada certificación deberá previamente:

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

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

#### *Enajenación de activos no financieros no producidos*

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

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

#### *Endeudamientos financieros con el exterior*

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

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

Hasta el 31 de diciembre de 2020 se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para la cancelación de servicios de capital de endeudamientos financieros con el exterior cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor, excepto que los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020 y el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los dos años. Este requisito no resulta de aplicación para las operaciones propias de las entidades financieras locales y tampoco resultará de aplicación cuando el cliente cuente con “Certificación de aumento de exportaciones de bienes” emitida en el marco de lo dispuesto por el punto 3.18 del T.O. Comunicación 7490.

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

- i. endeudamiento financiero externo del sector privado no financiero con un acreedor que no es una contraparte relacionada con el deudor;
- ii. endeudamiento financiero externo por operaciones propias de la entidad y/o
- iii. las emisiones de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina, denominados en moneda extranjera, de clientes del sector privado o de las propias entidades financieras, deberán presentar al Banco Central un plan de refinanciamiento de acuerdo con los siguientes criterios (un “Plan de Refinanciación”):
  - a. el monto neto por el cual se accederá al mercado de cambios en los plazos originales no superará el 40% del monto de capital que vencía; y
  - b. El 60% restante del capital a devuelto deberá ser refinanciado con un nuevo endeudamiento externo con una vida promedio de 2 años.

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

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

ii) registre liquidaciones en el mercado de cambios a partir del 19 de octubre de 2020 por emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera que cumplan las condiciones previstas en el punto 3.6.1.3 del T.O. Comunicación 7490.; o

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

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

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

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

En línea con lo dispuesto por el BCRA, la CNV emitió la Resolución General N° 861 a los efectos de facilitar las refinanciaciones de deuda a través del mercado de capitales. En este sentido dispuso que en los casos en los que la emisora se proponga refinar deudas mediante una oferta de canje o la integración de nuevas emisiones de obligaciones negociables, en ambos casos en canje por o integración con obligaciones negociables previamente emitidas por la sociedad y colocadas en forma privada y/o con créditos preexistentes contra ella, se considerará cumplimentado el requisito de colocación por oferta pública, cuando la nueva emisión resulte suscripta bajo esta forma, por acreedores de la sociedad cuyas obligaciones negociables sin oferta pública y/o créditos preexistentes representen un porcentaje que no exceda el treinta por ciento (30%) del monto total efectivamente colocado, y que el porcentaje restante sea suscripto e integrado en efectivo o mediante la integración en especie entregando obligaciones negociables originalmente colocadas por oferta pública, u otros valores negociables con oferta pública y listado y/o negociación en mercados autorizados por la CNV, emitidos o librados por la misma sociedad, por personas que se encuentren domiciliadas en el país o en países que no se encuentren incluidos en el listado de jurisdicciones no cooperantes a los fines de la transparencia fiscal, previstos en el artículo 24 del Anexo integrante del Decreto N° 862/2019 o el que en el futuro lo reemplace. Además, dispuso la obligatoriedad del cumplimiento de ciertos requisitos para dar por cumplimentado el requisito de colocación por oferta pública.

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

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

Por otra parte, conforme al punto 3.6.4.4. del T.O Comunicación 7490, se podrá acceder al mercado de cambios con una antelación no mayor a 45 días corridos a la fecha de vencimiento para cancelar capital e intereses de deudas financieras con el exterior o títulos de deuda con registro público en el país denominadas en moneda extranjera, cuando la precancelación se concreta en el marco de un proceso de refinanciación de deuda de conformidad con los términos previstos en el punto 3.17 del T.O Comunicación 7490; el monto de intereses abonado no supera el monto de los intereses devengados por el endeudamiento refinanciado hasta la fecha en que

se cerró la refinanciación; y el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento no podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda refinanciada.

Asimismo, el punto 3.5.3.2 establece que se podrá acceder al mercado de cambios con anterioridad a la fecha de vencimiento cuando:

- la precancelación se concreta en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda emitidos por el cliente; ii) el monto abonado antes del vencimiento corresponde a los intereses devengados a la fecha de cierre del canje; iii) la vida promedio de los nuevos títulos de deuda es mayor a la vida promedio remanente del título canjeado; y iv) el monto acumulado de los vencimientos de capital de los nuevos títulos en ningún momento podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital del título canjeado.

#### *Plan Gas*

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

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

#### *Excepciones a la obligación de liquidación*

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

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

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

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

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

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

#### *Canjes y arbitrajes con clientes*

El punto 3.14 del T.O. Comunicación 7490 permite a las entidades llevar a cabo con sus clientes operaciones de canje y arbitraje no asociadas a un ingreso de divisas desde el exterior en los siguientes casos: (i) transferencias de divisas al exterior de personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior, (ii) transferencias de divisas al exterior por parte de centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos percibidos en moneda extranjera por servicios de capital y renta de títulos del Tesoro Nacional, (iii) transferencia de divisas al exterior de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas de remesadoras en el exterior por hasta el equivalente de US\$ 500 (quinientos dólares estadounidenses)

en el mes calendario y en el conjunto de las entidades, (iv) operaciones de arbitraje no originadas en transferencias del exterior en tanto que los fondos se debiten de una cuenta en moneda extranjera del cliente en una entidad local; (v) Las operaciones de canje y arbitraje de personas humanas no residentes podrán realizarse sin restricciones en la medida que los fondos resultantes sean acreditados en una "Caja de ahorro para turistas" prevista en las normas sobre "Depósitos de ahorro, cuenta sueldo y especiales"; y (v) las demás operaciones de canje y arbitraje con clientes podrán efectuarse sin conformidad previa del BCRA siempre que, de realizarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan llevarse a cabo sin dicha conformidad según la normativa vigente.

#### *Certificado de aumento de las exportaciones de bienes*

El T.O Comunicación 7490, establece que, a partir del 14 de junio de 2021, los clientes que cuenten con un "Certificado de aumento de las exportaciones de bienes" quedarán exceptuados del requisito de conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios en aquellas operaciones en que se prevea tal opción. En todos los casos, se deberá acreditar el cumplimiento de los restantes requisitos generales y específicos que sean aplicables a la operación en virtud de la normativa cambiaria vigente.

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

- a) El valor FOB de las exportaciones de bienes comprendidos en los puntos 7.1.1.2 a 7.1.1.5. embarcados en el año t y que cuenten con una certificación de cumplimiento en el marco del SECOEXPO, es superior al valor FOB de sus exportaciones para ese mismo conjunto de bienes embarcadas en todo el año t-1.
- b) El exportador no registra a la fecha de emisión permisos con plazo vencido para el ingreso y liquidación de las divisas en situación de incumplimiento.
- c) El exportador registró exportaciones de bienes en el año t-1.
- d) El monto de las certificaciones emitidas, incluyendo la que se solicita emitir, no supera el equivalente en moneda extranjera al monto máximo establecido para el exportador por lo dispuesto en el punto 3.18.3.
- e) La entidad cuenta con una declaración jurada del exportador en la que deje constancia de que el aumento de las exportaciones corresponde a nuevas operaciones comerciales de carácter genuino y no a exportaciones de bienes previamente realizadas por terceros que se registran a su nombre en virtud de acuerdos con el tercero u otros.
- f) La entidad cuenta con una declaración jurada del exportador en la que deje constancia de que, en caso de haber sido convocados tanto él como su grupo económico a un acuerdo de precios por el Gobierno Nacional, no han rechazado participar en tales acuerdos ni han incumplido lo acordado en caso de poseer un programa vigente; y otros requisitos establecidos en la normativa.

#### *Disposiciones específicas para los egresos por el mercado de cambios*

##### *Requisitos generales para los egresos por el mercado de cambios*

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

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

En el caso de que el cliente tuviera activos externos líquidos disponibles por un monto superior al establecido anteriormente, la entidad también podrá aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que no se excede tal monto al considerar que, parcial o totalmente, tales activos: (1) fueron utilizados durante esa jornada para realizar pagos que hubieran tenido acceso al mercado local de cambios; (2) fueron transferidos a favor del cliente a una cuenta de correspondencia de una entidad local autorizada a operar en cambios; (3) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior que se originan en cobros de exportaciones de

bienes y/o servicios o anticipos, prefinanciaciones o postfinanciaciones de exportaciones de bienes otorgados por no residentes, o en la enajenación de activos no financieros no producidos para los cuales no ha transcurrido el plazo de 5 (cinco) días hábiles desde su percepción; (4) son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior originados en endeudamientos financieros con el exterior y su monto no supera el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos.

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

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

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

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

d. El punto 3.16.3 del T.O. Comunicación 7490 agrega que, en caso de que el cliente que solicita acceso al mercado de cambios sea una persona jurídica, para que la operación no quede comprendida por el requisito de conformidad previa del BCRA, la entidad deberá contar adicionalmente con una declaración jurada en la que consta:

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

Asimismo, el punto 3.16.4 del T.O. Comunicación 7490 establece que las entidades requerirán la conformidad previa del BCRA para dar acceso al mercado de cambios a las personas humanas o jurídicas incluidas por la AFIP en la base de datos de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos por dicho organismo. Este requisito no resultará de aplicación para el acceso al mercado para las cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra.

*Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones*

El 7 de abril de 2021, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto N° 234/2021 (luego modificado por el Decreto N° 836/2021) que estableció el Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones (el "Régimen de Fomento"), con el objetivo, entre otros, de incrementar las exportaciones de bienes y promover el desarrollo económico sostenible. El Ministerio de Economía y el Ministerio de Desarrollo Productivo serán las autoridades de aplicación del Régimen de Fomento.

El Régimen de Fomento abarca inversiones destinadas a nuevos proyectos productivos en, entre otras, las actividades forestales, mineras, hidrocarburíferas, manufactureras y agroindustriales, así como la ampliación de las unidades de negocio existentes, que requieran inversión para aumentar su producción. Los beneficios del Régimen de Fomento no aplican a commodities como trigo, maíz, soja y biodiesel, entre otros. Si bien los entes reguladores podrán incluir y/o excluir actividades del Régimen de Fomento, el Decreto establece que no se afectarán los derechos adquiridos.

Los requisitos son los siguientes:

- (a) Pueden presentarse tanto personas jurídicas como físicas, residentes o no residentes;
- (b) Presentación de un "Proyecto de Inversión para la Exportación" consistente en una inversión directa mínima de cien millones de dólares americanos (US\$ 100.000.000);
- (c) Los beneficiarios deberán cumplir con los términos y condiciones de los proyectos presentados y aprobados por los reguladores;
- (d) No podrán postularse al Régimen de Fomento las personas físicas y jurídicas cuyos representantes o directores hayan sido condenados por ciertos delitos con penas de prisión y/o inhabilitación por un tiempo determinado, (ii) las personas físicas y jurídicas que tengan deudas tributarias o previsionales vencidas e impagas, o a las que se les haya impuesto el pago de impuestos, tasas, multas o recargos por resolución judicial o administrativa firme en materia aduanera, cambiaria, tributaria o previsional, y (iii) las personas que hayan incumplido, sin justificación, sus obligaciones en relación con otros regímenes de promoción.

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

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

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

Tales aplicaciones estarán sujetas al cumplimiento de las siguientes condiciones:

- (i) monto aplicado no supere el 20% del monto en divisas que corresponde al permiso de exportación cuyos cobros se aplican;
- (ii) el monto aplicado en el año calendario no supere el equivalente al 25% del monto bruto de las divisas ingresadas por el mercado de cambios para financiar el desarrollo del proyecto que genera las exportaciones aplicadas. Dicho monto bruto surgirá del monto acumulado de las liquidaciones efectuadas en el mercado de cambios a partir del 07 de abril 2021 en concepto de (a) endeudamientos financieros con el exterior y (b) aportes de inversión extranjera directa. Las liquidaciones podrán ser computadas una vez transcurrido un año calendario desde su liquidación en el mercado de cambios;
- (iii) Cuando los proyectos incluidos contemplen inversiones superiores a US\$ 500.000.000, los beneficiarios podrán optar por acceder a un beneficio ampliado. El monto del beneficio de libre aplicación no podrá superar un máximo anual equivalente al 40% del monto bruto de las divisas ingresadas por el mercado de cambios para financiar el desarrollo del proyecto que genera las exportaciones aplicadas.
- (iv) Cuando los proyectos incluidos contemplen inversiones superiores a US\$ 1.000.000.000, los beneficiarios podrán optar por acceder a un beneficio ampliado. El monto del beneficio de libre aplicación no podrá superar un máximo anual equivalente al 60% del monto bruto de las divisas ingresadas por el mercado de cambios para financiar el desarrollo del proyecto que genera las exportaciones aplicadas.

- (v) los exportadores que opten por este mecanismo deberán designar una entidad financiera local para que realice el seguimiento del proyecto comprendido en el Régimen de Fomento.

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

#### *Pagos de importaciones y otras compras de bienes al exterior*

El punto 3.1 del T.O. Comunicación 7490 permite el acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes, estableciendo diferentes condiciones según se trate de pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero, o de pagos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente. A su vez, dispone el restablecimiento del sistema de seguimiento de pago de importaciones “SEPAIMPO” a los efectos de monitorear los pagos de importaciones, las financiaciones de importaciones y la demostración del ingreso de los bienes al país.

Asimismo, el importador local debe designar una entidad financiera local para actuar como banco de seguimiento, que será el responsable de verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, incluyendo, entre otros, la liquidación de financiaciones de importación y el ingreso de los bienes importados.

Sin perjuicio de lo descripto anteriormente, conforme lo establecido por el punto 10.11 del T.O. Comunicación 7490, hasta el 31 de diciembre de 2022, se deberá contar con la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para la realización de pagos de importaciones de bienes o la cancelación de principal de deudas originadas en la importación de bienes, a menos que se verifique alguna de las situaciones establecidas en los puntos 10.11.1 a 10.11.11 del T.O. Comunicación 7490. Algunos de estos supuestos son:

a) La entidad interviniente cuente con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que el monto total de los pagos asociados a sus importaciones de bienes cursados a través del mercado de cambios a partir del 1 de enero de 2020, incluido el pago cuyo curso se está solicitando no supere en más del equivalente a US\$250.000 al monto que surge de considerar (i) el monto por el cual el importador tendría acceso al mercado de cambios al computar las importaciones de bienes que constan a su nombre en el sistema de seguimiento de pagos de importaciones de bienes (SEPAIMPO) y que fueron oficializadas entre el 1 de enero de 2020 y el día previo al acceso al mercado de cambios, las importaciones de bienes asociadas a una declaración efectuada a través del Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI) oficializada serán computadas en la medida que se verifique alguna de las condiciones previstas en los puntos 10.3.2.7.i) al 10.3.2.7.vii), (ii) más el monto de los pagos cursados por el mercado de cambios a partir del 6 de julio de 2020 que correspondan a importaciones de bienes ingresadas por Solicitud Particular o Courier que se hayan embarcado a partir del 1 de julio de 2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha, (iii) más el monto de los pagos cursados en el marco de los puntos b) a g) debajo, no asociados a importaciones comprendidas los puntos (i) y (ii) del presente párrafo, (iv) menos el monto pendiente de regularizar por pagos de importaciones con registro aduanero pendiente realizados entre el primero de septiembre de 2019 y el 31 de diciembre de 2019.

b) Se trate de un pago diferido de importaciones de bienes que corresponda a operaciones que se hayan embarcado a partir del 1º de julio de 2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha en la medida que se cumpla alguna de las condiciones previstas en los puntos 10.3.2.7.i) al 10.3.2.7.vii) del T.O. Comunicación 7490.

c) Se trate de un pago asociado a una operación no comprendida en el punto b) en la medida que sea destinado a la cancelación de una deuda comercial por importaciones de bienes con una agencia de crédito a la exportación o una entidad financiera del exterior o que cuente con una garantía otorgada por las mismas.

d) Se trate de un pago a la vista o de deudas comerciales sin registro de ingreso aduanero y se verifiquen las siguientes condiciones: a) la operación corresponde a la importación de insumos que serán utilizados para la elaboración de bienes en el país; y b) los pagos cursados por el presente inciso no superan, en el mes calendario en curso y en el conjunto de las entidades, el monto que se obtiene de considerar el promedio del monto de las importaciones de insumos computables a los efectos del punto 10.11.1. en los últimos doce meses calendario cerrados, neto del monto pendiente de regularización por pagos con registro de ingreso aduanero pendiente en situación de demora que registre el importador. La entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente dejando constancia del cumplimiento de las condiciones indicadas, el carácter de insumos de las importaciones computadas y constatar adicionalmente que lo declarado respecto al monto resulta compatible con los datos existentes en el BCRA a partir del sistema online implementado a tal efecto.



Previamente a dar curso a pagos de importaciones de bienes, la entidad interviniente, deberá, adicionalmente a solicitar la declaración jurada del cliente, constatar que tal declaración resulta compatible con los datos existentes en el BCRA a partir del sistema online implementado a tal efecto.

#### *Pagos de servicios prestados por no residentes*

En virtud del punto 3.2 del T.O. Comunicación 7490 las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para cursar pagos de servicios prestados por no residentes en la medida que cuenten con documentación que permita avalar la existencia del servicio.

En el caso de deudas comerciales por servicios se podrá acceder a partir de la fecha de vencimiento, en la medida que se verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos". Se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para precancelar deudas por servicios

Se requerirá de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para precancelar deudas por servicios.

Para cursar pagos de servicios a contrapartes vinculadas del exterior será necesaria la conformidad previa del BCRA, salvo para algunas excepciones contempladas en la normativa.

#### *Pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios*

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

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

#### *Certificación de ingreso de nuevo endeudamiento financiero con el exterior*

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

- a) el nuevo endeudamiento financiero con el exterior tiene una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años y no registra vencimientos de capital como mínimo hasta tres meses después de su liquidación en el mercado de cambios;
- b) el monto certificado no supera el monto ingresado y liquidado en el mercado de cambios a partir del 27 de agosto de 2021; y
- c) la entidad cuenta con una declaración jurada del cliente donde consta que a) No ha utilizado este mecanismo por un monto superior al equivalente a USD 10 millones, incluyendo la certificación solicitada, y b) el nuevo endeudamiento financiero con el exterior no se encuentre receptado dentro de los puntos 3.5.3.1., 3.6.4.2., 3.17.3., 7.9. y 7.10 del T.O. Comunicación 7490.

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

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

#### *Pagos de utilidades y dividendos*

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

- a. Los dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.

- b. El monto total abonado a los accionistas no residentes no deberá superar el monto en Pesos que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas.
- c. De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos por las operaciones involucradas.
- d. La empresa encuadra dentro de alguna de las siguientes situaciones:
- i. Registra aportes de inversión directa liquidados a partir del 17 de enero de 2020, en cuyo caso, (i) el monto total de transferencias que se cursen en el mercado de cambios a partir de esa fecha en virtud de este concepto no podrá superar el 30% del valor de los nuevos aportes de capital realizados en la empresa residente que hubieran sido ingresados y liquidados a través del mercado de cambios a partir de dicha fecha; (ii) la entidad deberá contar con una certificación emitida por la entidad que dio curso a la liquidación respecto a que no ha emitido certificaciones a los efectos previstos en este punto por un monto superior al 30 % del monto liquidado; (iii) el acceso al mercado de cambios deberá efectuarse en un plazo no menor a treinta (30) días corridos desde la fecha de liquidación del último aporte de capital que se compute a efectos de determinar el límite del 30% antes mencionado; y (iv) al momento del acceso se deberá acreditar la capitalización definitiva del aporte o, en su defecto, constancia del inicio del trámite de inscripción del aporte ante el Registro Público de Comercio. En este último caso, se deberá acreditar la capitalización definitiva dentro de los 365 días corridos desde el inicio del trámite.
  - ii. Utilidades generadas en proyectos enmarcados en el Plan Gas, en cuyo caso, (i) las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados ducho plan; (ii) el acceso al mercado de cambios se produce no antes de los 2 (dos) años corridos contados desde la fecha de la liquidación en el mercado de cambios del aporte que permite el encuadre en el presente punto; y (iii) el cliente deberá presentar la documentación que a vale la capitalización definitiva del aporte.
  - iii. Cuenta con una Certificación de aumento de exportaciones de bienes emitida en el marco del punto 3.18 del T.O. Comunicación 7490, por el equivalente al valor de utilidades y dividendos que a bona.

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

#### *Cancelación de garantías financieras otorgadas por entidades financieras locales*

De acuerdo con el punto 3.20 del T.O Comunicación 7490, las entidades financieras locales podrán acceder al mercado de cambios para hacer frente a sus obligaciones con no residentes por garantías financieras otorgadas a partir del 1 de octubre de 2021, en la medida que se reúnan la totalidad de las siguientes condiciones:

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

#### *Constitución de garantías en el marco de los nuevos endeudamientos*

Los residentes tendrán acceso al mercado de cambios para la constitución de garantías vinculadas a endeudamientos originados a partir del 7 de enero de 2021 que se encuentren comprendidos bajo el punto 7.9 del T.O. Comunicación 7490, o a fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de tales endeudamientos. Las garantías deberán constituirse en cuentas abiertas en entidades financieras locales o, de tratarse de un endeudamiento externo, en el exterior, por hasta los montos exigibles en los contratos de endeudamiento y en las siguientes condiciones:

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

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

#### *Pagos de obligaciones en moneda extranjera entre residentes*

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

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

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

-Las emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 1 de septiembre de 2019 con el objeto de refinanciar obligaciones en moneda extranjera entre residentes y que conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones.

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

- i. refinanciamientos previstos en el punto 2.1.1. de las normas sobre “Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)”.
- ii. “Créditos a Tasa Cero”, “Créditos a Tasa Cero Cultura” o “Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas”, previstas en los puntos 2.1.2. y 2.1.3. de las normas sobre “Servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)”.
- iii. financiaciones en pesos comprendidas en el punto 2. de la Comunicación “A” 6937, en los puntos 2. y 3. de la Comunicación “A” 7006 y normas complementarias.

- El cliente no es beneficiario en materia de actualización del valor de la cuota en el marco de lo dispuesto en el artículo 2° del Decreto N° 319/2020 y normas complementarias y reglamentarias.

-El cliente no reviste el carácter de funcionario público nacional a partir del rango de Subsecretario de Estado (o rango equivalente) ni es miembro de los directorios de los bancos públicos nacionales o del BCRA.

-El cliente no se encuentra alcanzado por la Resolución Conjunta de la Presidenta del Honorable Senado de la Nación y del Presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación N° 12/2020 del 1° de octubre de 2020.

-La entidad cuenta con una declaración jurada del cliente en la que consta que el cliente cumple con los requisitos mencionados precedentemente.

-La entidad ha constatado en el sistema “online” implementado a tal efecto que lo declarado por el cliente resulta compatible con los datos existentes en el BCRA.

-En los casos que se trate de conceptos incluidos en activos externos del cliente, la entidad autorizada vendedora deberá entregar los billetes o cheques de viajero en moneda extranjera o acreditar los fondos en una cuenta en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales o en una cuenta bancaria de titularidad del cliente en el exterior, según corresponda.

Sin perjuicio de lo anterior, el punto 3.9 del T.O. Comunicación 7490 que está permitido el acceso al mercado de cambios de las personas humanas para la compra de moneda extranjera a ser aplicados simultáneamente a la compra de inmuebles en el país destinados a vivienda única, familiar y de ocupación permanente, en la medida que se cumplan ciertos requisitos.

Asimismo, el punto 3.6.5 del T.O. Comunicación 7490 establece que cuando los montos imputados a los consumos en el exterior con tarjeta de débito con débito en cuentas locales en pesos y los montos en moneda extranjera adquiridos para la cancelación de obligaciones entre residentes -incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito- superen los US\$200 mensuales (incluyendo aquellos utilizados para la constitución de activos externos), la deducción será trasladada a los máximos computables de los meses subsiguientes hasta completar el monto adquirido.

La AFIP, a través de la Resolución AFIP 4815/2020, estableció sobre las operaciones alcanzadas por el Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (“PAIS”) y para los sujetos definidos en el artículo 36 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva y su modificación que revistan la condición de residentes en el país, en los términos del artículo 116 y siguientes de la Ley de Impuestos a las Ganancias, la percepción del treinta y cinco por ciento (35%) sobre los montos en Pesos que, para cada caso, se detallan en el artículo 39 de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva. Dichas percepciones tendrán el carácter de impuesto ingresado y serán computables en la declaración jurada anual del impuesto a las ganancias o, en su caso, del impuesto sobre los bienes personales,

correspondientes al período fiscal en el cual fueron practicadas. Adicionalmente, la Resolución AFIP 4815/2020 establece un régimen de devolución para aquellos sujetos a quienes se les hubiera practicado las percepciones establecidas y que no sean contribuyentes del impuesto a las ganancias o, en su caso, del impuesto sobre los bienes personales.

#### *Compra de moneda extranjera por parte de no residentes*

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

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

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

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

#### *Derivados Financieros*

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

Asimismo, el punto 3.12.1 del T.O. Comunicación 7490 establece que se podrá acceder al mercado de cambios para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, en caso de corresponder, en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la tasa de interés cuyo riesgo se está cubriendo con su celebración.

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

#### *Otras disposiciones específicas*

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

El punto 3.15 del T.O. Comunicación 7490 establece que las entidades financieras tendrán acceso al mercado de cambios para la cancelación al vencimiento de líneas de crédito comerciales otorgadas por entidades financieras del exterior y aplicadas a la

financiación de operaciones de exportación o importación de residentes, a la vez que también podrán acceder para precancelar dichas líneas de crédito en la medida que la financiación otorgada por la entidad local haya sido precancelada por el deudor. La entidad financiera deberá contar con la validación de la declaración del "Relevamiento de activos y pasivos externos", en la medida que sea aplicable.

#### *Operaciones con títulos valores*

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Por otra parte, mediante Resolución General 895/21 la CNV estableció que para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de dos (2) días hábiles contados a partir de su acreditación en el agente depositario. A su vez, en el caso de operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local el plazo mínimo de permanencia en cartera a observarse será de un (1) día hábil a computarse de igual forma. Estos plazos mínimos de tenencia no serán de aplicación cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera.

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

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

operaciones en moneda extranjera y en jurisdicción local el plazo mínimo de tenencia será de UN (1) día hábil a computarse de igual forma

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

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

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

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

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

El punto 4.3.3 del T.O. Comunicación 7490 establece mecanismos para abonar las operaciones de compra venta de títulos valores que se realice con liquidación en moneda extranjera. Los mecanismos son los siguientes: a) mediante transferencia de fondos desde y hacia cuentas a la vista a nombre del cliente en entidades financieras locales, y b) contra cable sobre cuentas bancarias a nombre del cliente en una entidad del exterior que no esté constituida en países o territorios donde no se aplican, o no se aplican suficientemente, las Recomendaciones del Grupo de Acción Financiera Internacional.

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

### ***Regímenes Informativos del BCRA***

#### ***Anticipo de operaciones cambiarias***

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

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

#### ***Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes***

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

Las entidades deberán contar con la conformidad previa del BCRA para dar curso a aquellas operaciones que correspondan a egresos por el mercado de cambios –incluyendo aquellas que se concreten a través de canjes o arbitrajes de los sujetos obligados a

cumplimentar el “Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes” cuyo trámite conste como “No inscripto”.

Este requisito no resultará de aplicación para el acceso al mercado para las cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra.

### **Comisión Nacional de Valores**

#### **R.G CNV 841/2020**

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

#### **R.G CNV 843/2020**

El 19 de junio de 2020 la CNV emitió la Resolución General 843 que establece un número de medidas complementarias a la RG CNV 841, que se enumeran a continuación: (i) se estableció un plazo mínimo de tenencia por cinco días hábiles, desde el crédito a la subcuenta del custodio local, para valores de entidades depositarias del exterior y acreditado con el custodio local para ser aplicado a la liquidación de transacciones denominadas en moneda extranjera; (ii) Consumación y liquidación de operaciones en moneda local con valores admitidos a cotización y/o negociación Argentina, por subcuentas de cartera propia mantenidas por agentes registrados y otros sujetos bajo supervisión de la CNV, podrá realizarse en mercados autorizados y/o cámaras de compensación inscritas en la CNV únicamente; y (iii) que (a) en aquellos casos donde en la consumación local de transacciones con liquidación en moneda extranjera y en consumación de transacciones en mercados extranjeros como cliente, a través de subcuentas mantenidas por agentes registrados, el número vendido en La conexión con cualquier valor excederá la cantidad comprada, si de ello se derivan fondos en exceso, al menos 90% de dicho exceso a operaciones de compra de valores en moneda extranjera consumadas en el local regulado mercado y/o compras en mercados extranjeros como cliente, y (b) cuando la compensación implique compra y venta transacciones como cliente en mercados extranjeros, los agentes registrados deben informar, en forma de declaración jurada mensual y para cada una de las subcuentas involucradas, fecha de consumación/liquidación, contraparte, clase, monto y precio, detallado y agrupado según fecha de consumación, justificando que al cierre de cada semanario período, el monto neto resultante de dicha liquidación más las ventas al exterior como cliente, no ha superado el compras con liquidación en el mercado local más compras de valores en el exterior. Dichos documentos de respaldo deben ser enviado a la CNV por los mercados y debe ser relevado en el momento en que se realicen las auditorías en relación con agentes registrados.

#### **R.G. CNV 856/2020**

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

#### **R.G. CNV 861/2020**

El 8 de octubre de 2020 la CNV emitió la Resolución General 861/2020 en donde fueron aprobadas reglamentos relacionados con el refinanciamiento de deuda privada mediante oferta de canje o pago de nuevas emisiones de pagarés. Para cumplir con el requisito de



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

Por otro lado, en aquellos casos en los que la reestructuración se lleve a cabo mediante un acuerdo preventivo extrajudicial o procedimientos de reorganización, se considera cumplido el requisito de oferta pública en aquellos casos en los que los pagarés objeto de reestructuración hayan sido colocados en oferta pública de conformidad con las regulaciones aplicables.

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

#### R.G CNV 862/2020

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

#### R.G CNV 871/2020

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

#### R.G CNV 878/2021

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

## R.G CNV 895/2021

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

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

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

## R.G CNV 898/2021

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

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

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

## R.G CNV 923/2022

El 3 de marzo de 2022, la CNV emitió la Resolución General 923/2022 mediante la cual derogó los artículos 6 y 6 BIS del Capítulo V del Título XVIII de las Normas de la CNV, eliminando así el cupo semanal de 50.000 Valores Nominales para la liquidación de títulos de deuda soberanos denominados en dólares bajo legislación local en moneda extranjera y estableciendo que la conce rtación y liquidación de títulos de deuda soberanos denominados en dólares bajo legislación local en moneda extranjera no supondrá restricciones sobre otras operatorias en mercados regulados.

## R.G CNV 924/2022

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

## ***Régimen Penal Cambiario***

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

*Para un detalle de la totalidad de las regulaciones cambiarias y al ingreso de capitales y vigentes al día de la fecha, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y dar una lectura completa a la normativa mencionada, junto con sus reglamentaciones y normas complementarias, a cuyo efecto los interesados podrán consultar las mismas en el sitio web del Ministerio de Economía ([www.argentina.gob.ar/economia](http://www.argentina.gob.ar/economia)) o el BCRA ([www.bcra.gov.ar](http://www.bcra.gov.ar)), según corresponda.*

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

La UIF es un organismo descentralizado que funciona con autonomía y autarquía financiera en jurisdicción del Ministerio de Economía, y tiene como misión prevenir e impedir el delito de lavado de activos y el financiamiento del terrorismo.

A continuación, se enumeran ciertas disposiciones relativas al régimen de PLA/FT establecido por la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo y sus disposiciones modificatorias y complementarias, incluyendo las normas dictadas por la UIF y la CNV. Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores jurídicos y leer la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo y sus normas complementarias.

### Delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo

#### *a) Lavado de activos*

El Código Penal (el “CP”) tipifica en su art. 303 el delito de lavado de activos, estableciendo que éste se configura cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un acto ilícito, con la consecuencia posible de que el origen de los bienes originarios o los subrogantes adquieran la apariencia de un origen lícito, sea en un sólo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El art. 303 del CP establece las siguientes penas:

- Si el monto de la operación supera los \$300.000, pena de prisión de tres (3) a diez (10) años y multas de dos a diez veces el monto de la operación. Dicha pena se incrementará en un tercio del máximo y en la mitad del mínimo, cuando: (a) la persona realice el hecho con habitualidad o como miembro de una asociación o banda formada para la comisión continuada de hechos de esta naturaleza; (b) la persona sea un funcionario público que hubiera cometido el hecho en ejercicio u ocasión de sus funciones. En este caso, sufrirá además pena de inhabilitación especial de tres a diez años. La misma pena sufrirá el que hubiere actuado en ejercicio de una profesión u oficio que requiriera habilitación especial.
- Quien recibiere dinero u otros bienes provenientes de un ilícito penal con el fin de hacerlos aplicar en una operación de las descriptas precedentemente, que les dé la apariencia posible de un origen lícito, será reprimido con la pena de prisión de seis (6) meses a tres (3) años;
- Si el valor de los bienes no excediese la suma de \$300.000, la pena será de prisión por el plazo de seis meses a tres años.

#### *b) Sanciones para personas jurídicas*

Asimismo, el CP prevé en su art. 304 que cuando los hechos delictivos hubieren sido realizados en nombre, o con la intervención, o en beneficio de una persona de existencia ideal, se impondrán a la entidad las siguientes sanciones conjunta o alternativamente:

- multa de dos (2) a diez (10) veces el valor de los bienes objeto del delito;
- suspensión total o parcial de actividades, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;

- suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad vinculada con el Estado, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;
- cancelación de la personería cuando hubiese sido creada al solo efecto de la comisión del delito, o esos actos constituyan la principal actividad de la entidad;
- pérdida o suspensión de los beneficios estatales que tuviere;
- publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica.

Para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, la extensión del daño causado, el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica. Cuando fuere indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular, no serán aplicables las sanciones suspensión de actividades ni de cancelación de la personería.

### c) Financiamiento del terrorismo

Asimismo, el artículo 306 del CP tipifica el delito de financiamiento del terrorismo. Comete este delito cualquier persona que directa o indirectamente recolectare o proveyere bienes o dinero, con la intención de que se utilicen, o a sabiendas de que serán utilizados, en todo o en parte:

- Para financiar la comisión de un delito con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP (actos cometidos con la finalidad de aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo);
- Por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP;
- Por un individuo que cometa, intente cometer o participe de cualquier modo en la comisión de delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP.

La pena prevista es prisión de cinco (5) a quince (15) años y multa de dos a diez veces el monto de la operación. Asimismo, serán de aplicación las mismas sanciones para personas de existencia ideal descritas para el delito de la vado de activos.

### ***Sujetos Obligados a informar y colaborar con la UIF***

La Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo, en línea con los estándares internacionales de PLA/FT, no se limita a designar a la UIF como el organismo a cargo de prevenir el lavado de activos y el financiamiento del terrorismo, sino que también establece determinadas obligaciones a diversas entidades del sector público y privado, que son designados como Sujetos Obligados legalmente a informar a y colaborar con la UIF.

De acuerdo con la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo y las normas que la complementan, las siguientes personas, entre otras, son Sujetos Obligados ante la UIF: (i) bancos, entidades financieras y compañías de seguros; (ii) agencias de cambio y personas físicas y jurídicas autorizadas por el Banco Central a intervenir en la compra-venta de moneda extranjera con fondos en efectivo o cheques emitidos en moneda extranjera o a través del uso de tarjetas de débito o crédito o en la transferencia de fondos dentro o fuera del territorio nacional; (iii) Agentes de Liquidación y Compensación, Agentes de Negociación, Agentes de Liquidación y Compensación; las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de Fondos Comunes de Inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho Organismo; Plataformas de Financiamiento Colectivo, Agentes Asesores Globales de Inversión y las personas jurídicas que actúen como fiduciarios financieros cuyos valores fiduciarios cuenten con autorización de oferta pública de la CNV, y los agentes registrados por el mencionado organismo de contralor que intervengan en la colocación de valores negociables emitidos en el marco de los fideicomisos financieros antes mencionados; (iv) organizaciones gubernamentales tales como el Banco Central, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGI; y (v) profesionales del área de ciencias económicas y escribanos públicos.

Los Sujetos Obligados tienen los siguientes deberes:

- Recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio y demás datos que en cada caso se estipulen (lo cual deberá traducirse en una política de “conozca a su cliente” o “KYC”, por sus siglas en inglés);
- Realizar un procedimiento de Debida Diligencia de sus clientes y reportar cualquier operación o hecho sospechoso (que, de acuerdo con las prácticas habituales del área involucrada, así como la experiencia y competencia de los

Sujetos Obligados, sean operaciones tentadas o consumadas que previamente se identificaron como operaciones inusuales por el Sujeto Obligado, así como cualquier operación sin justificación económica o jurídica o de complejidad inusitada o injustificada, sean realizadas en forma aislada o reiterada, independientemente de su monto); y

- Abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se estén realizando en cumplimiento de la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo. Dentro del marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, las personas físicas y jurídicas antes mencionadas no pueden abstenerse de divulgar a la UIF ninguna información que se les requiera alegando que dicha información se encuentra sujeta a secreto bancario, cambiario o profesional o acuerdos de confidencialidad de naturaleza legal o contractual similares.

Fundamentalmente, las mencionadas normas (cuyos Textos Ordenados fueron aprobados posteriormente por la Resolución UIF N° 156/18<sup>9</sup>, a la cual recomendamos remitirse para consultar el estado actualizado de las normativas citadas) cambian el enfoque de cumplimiento normativo formalista por un Enfoque Basado en Riesgos (“EBR”), en base a las recomendaciones revisadas por el Grupo de Acción Financiera Internacional (el “GAFI”) en el año 2012, con el fin de asegurar que las medidas implementadas sean proporcionales a los riesgos identificados. Por tanto, los Sujetos Obligados deberán identificar y evaluar sus riesgos y en función de ello, adoptar medidas de administración y mitigación de los mismos, a fin de prevenir de manera más eficaz el lavado de activos y la financiación del terrorismo. Asimismo, se receptan las disposiciones de la Resolución UIF N° 4/17, estableciendo la posibilidad de llevar a cabo procedimientos de *due diligence* especiales respecto de clientes supervisados en el extranjero (antes denominados “inversores internacionales”) y clientes locales que sean Sujetos Obligados ante la UIF.

### ***Normas de la CNV***

Las Normas de la CNV establecen, entre otras disposiciones, que los Sujetos Obligados bajo su control únicamente llevarán a cabo las operaciones contempladas según el régimen de oferta pública cuando dichas operaciones sean llevadas a cabo u ordenadas por personas constituidas, domiciliadas o residentes en países, dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados considerados que no sean considerados No Cooperantes o de Alto Riesgo por el GAFI.

Asimismo, establecen las modalidades de pago y procedimientos de control para la recepción y entrega de fondos de y hacia clientes.

### ***Régimen de Sinceramiento Fiscal***

Por otra parte, en el marco del sistema voluntario de declaración bajo la amnistía impositiva argentina, la Ley 27.260 y su decreto reglamentario N° 895/16 (conjuntamente el “Régimen de Sinceramiento Fiscal”) establecieron que la información exteriorizada voluntariamente podrá ser utilizada para la investigación y sanción de los delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Para ello, la UIF tiene la facultad de comunicar información a otras agencias de inteligencia públicas o investigaciones, en base a una resolución previa del presidente de la UIF y siempre que concurren indicios graves, precisos y concordantes de la comisión de los delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo. Del mismo modo, la AFIP permanece obligada a reportar a la UIF las operaciones sospechosas que detectare en el marco del Régimen de Sinceramiento Fiscal y a aportarle toda la información que esta requiriera, no pudiendo oponer el secreto fiscal.

**Para conocer un análisis ampliado del régimen de lavado de activos y financiamiento del terrorismo vigente a la fecha de este Prospecto, los inversores deben consultar con sus asesores jurídicos y leer el Título XIII del Libro 2 del CP y las normas dictadas por la UIF, la CNV y el BCRA en su totalidad. A tales fines, las partes interesadas pueden visitar los sitios web del Ministerio de Economía ([www.argentina.gob.ar/economia](http://www.argentina.gob.ar/economia)), de la sección de información legislativa ([www.infoleg.gob.ar](http://www.infoleg.gob.ar)), de la UIF (<http://www.argentina.gob.ar/uif>) de la CNV ([www.argentina.gob.ar/cnv](http://www.argentina.gob.ar/cnv)) y/o del BCRA ([www.bcra.gov.ar](http://www.bcra.gov.ar)). La información contenida en dichos sitios no forma parte de este Prospecto.**

## **(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. Cabe destacar que el 29 de diciembre de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.430 (la “Ley de Reforma Tributaria”), que introdujo diversas modificaciones al régimen tributario anterior. El 12 de abril de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución General (AFIP) N° 4227/2018 que reglamenta la Ley de Reforma Tributaria con respecto al Impuesto a las Ganancias aplicable a las ganancias obtenidas por Beneficiarios del Exterior (según se definen a continuación) provenientes de operaciones financieras, entre otras cuestiones. El 27 de diciembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 1170/2018, reglamentario de la Ley de Impuesto a las

<sup>9</sup> Disponible aquí: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=307435>

Ganancias. Asimismo, el 06 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 824/2019 mediante el cual se aprueba un nuevo texto ordenado de la Ley de Impuesto a las Ganancias. El 09 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 862/2019 el cual dispuso un nuevo texto ordenado del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias, junto con ciertas modificaciones. Cabe señalar que el 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.541 (la “Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva”), que también introdujo diversas modificaciones al régimen tributario argentino, tales como el tratamiento de las ganancias obtenidas por personas humanas y sucesiones indivisas residentes del país derivadas de operaciones financieras, entre otras cuestiones. El 28 de diciembre de 2019, el 30 de enero de 2020 y el 1° de abril de 2020 se publicaron en el Boletín Oficial el Decreto N° 99/2019, el Decreto N° 116/2020 y el Decreto N° 330/2020, respectivamente, mediante los cuales el Poder Ejecutivo Nacional reglamenta algunos aspectos de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva. Más tarde, el 26 de agosto de 2020, el 31 de octubre de 2020 y el 1° de diciembre de 2020, se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 27.562 y los Decretos N° 833/2020 y 966/2020, ampliando el alcance y vigencia de la moratoria incluida en la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva. Además, las citadas leyes han sido reglamentadas a través del dictado de la Resolución General (AFIP) N° 4659/2020 (B.O. 07/01/2020), la Resolución General (AFIP) N° 4664/2020 (B.O. 15/01/2020), la Resolución General (AFIP) N° 4667/2020 (B.O. 31/01/2020), la Resolución General (AFIP) N° 4673/2020 (B.O. 07.02.2020), la Resolución General (AFIP) N° 4690/2020 (B.O. 01.04.2020), la Resolución General (AFIP) N° 4691/2020 (B.O. 02/04/2020), la Resolución General (AFIP) N° 4815/2020 (B.O. 16.09.2020), la Resolución General (AFIP) N° 4816/2020 (B.O. 16.09.2020), la Resolución General (AFIP) N° 4850/2020 (B.O. 06.11.2020), la Resolución General N° 4855/2020 (B.O. 10.11.2020), la Resolución General (AFIP) N° 4873/2020 (B.O. 04.12.2020), la Resolución General (AFIP) N° 5123/2021 (B.O. 27.12.2021, entre otras. Asimismo, con fecha 16 de junio de 2021 y 04 de agosto de 2021, el Boletín Oficial publicó las Leyes N° 27.630 y N° 27.638, respectivamente, que nuevamente introdujeron modificaciones a la Ley de Impuesto a las Ganancias, entre otras normas, que pueden ser relevantes según las circunstancias de cada caso. Por su parte, la AFIP, por medio de la Resolución General (AFIP) N° 5060 (B.O. 30.08.2021) adecúa la alícuota aplicable al régimen de retención de dividendos y utilidades en el marco de las modificaciones introducidas en el Impuesto a las Ganancias por la Ley N° 27.630, entre otras cuestiones. Adicionalmente, el Poder Ejecutivo Nacional a través del Decreto N° 621/2021 (B.O. 23.09.2021) reglamenta los cambios incorporados en el Impuesto a las Ganancias y el Impuesto sobre los Bienes Personales por medio de la Ley N° 27.638. Por su parte, la CNV emitió la Resolución General N° 917 (B.O. 03.01.2022) mediante la cual reglamentó la aplicación de las disposiciones de la Ley N° 27.638 y del Decreto N° 621/2021, estableciendo a tal efecto, entre otras cuestiones, el listado de los instrumentos emitidos en moneda nacional comprendidos en las exenciones previstas en la Ley N° 27.638. En cuanto al Impuesto sobre los Bienes Personales, el 31 de diciembre de 2021, el Poder Ejecutivo Nacional promulgó mediante el Decreto N° 904/2021, la Ley N° 27.667 (B.O. 31.12.2021) que introdujo modificaciones sustanciales a la ley del impuesto, reglamentadas a través del dictado del Decreto N° 912/2021 (B.O. 31.12.2021).

Este resumen incluye las modificaciones introducidas en virtud de las citadas normas; no obstante, esta descripción no incluye todas las consecuencias impositivas posibles relacionadas con una inversión en las Obligaciones Negociables. Si bien consideramos que esta descripción es una interpretación razonable de las leyes y reglamentaciones argentinas vigentes a la fecha de este Prospecto, no podemos asegurar que los tribunales o las autoridades fiscales responsables de la aplicación de dichas leyes estarán de acuerdo con esta interpretación o que no ocurrirán modificaciones en dichas leyes, las que inclusive podrían tener efectos retroactivos. Al respecto destacamos que, sin perjuicio de que se han dictado las normas citadas, se espera que a la brevedad se emitan más reglamentaciones y aclaraciones, toda vez que a la fecha no resulta posible determinar cómo las modificaciones incorporadas serán reguladas y aplicadas por las autoridades fiscales de la Argentina.

Se aconseja a los compradores potenciales de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos sobre las consecuencias derivadas de una inversión en las Obligaciones Negociables conforme a las leyes impositivas de su país de residencia (incluyendo Argentina).

## ***Impuesto a las Ganancias***

### ***a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país***

El Artículo 32 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva deroga a partir del período fiscal 2020, el Artículo 95 y parte de las disposiciones del Artículo 96 de la Ley de Impuesto a las Ganancias que establecían para los ejercicios fiscales o años fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018 un impuesto cedular a la renta financiera aplicable al rendimiento producto de la colocación de capital en valores (e.g. intereses derivados de obligaciones negociables) así como a los intereses o rendimientos y descuentos o primas de emisión.

Asimismo, a través del Artículo 33 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva se restablece, entre otras cuestiones, la vigencia de las exenciones derogadas por los incisos b), c) y d) del Artículo 81 de la Ley de Reforma Tributaria, sin que resulte de aplicación lo dispuesto en el Artículo 109 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, que dispone que las exenciones totales o parciales establecidas o que se establezcan en el futuro por leyes especiales respecto de títulos, letras, bonos, obligaciones y demás valores emitidos por el Estado Nacional, provincial, municipal o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, no tendrán efecto en el Impuesto a las Ganancias para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país (siempre que no estuvieran comprendidos en los incisos d) y e) y en el último párrafo del Artículo 53 de la Ley del Impuesto a las Ganancias). En

virtud de ello, las ganancias derivadas de los intereses de obligaciones negociables, así como los resultados provenientes de operaciones de compraventa, canje, permuta, conversión o disposición de las mismas que cumplan con las condiciones del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables se encontrarán exentos para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina.

Adicionalmente, conforme las modificaciones introducidas por el artículo 1 de la Ley N° 27.638 la exención establecida en el inciso h) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias comprende a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva, que establezca el Poder Ejecutivo Nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule, y en la medida en que no resulten comprendidos en el primer párrafo del citado inciso h) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias. El Decreto N° 621/2021 brinda una definición respecto de aquellos instrumentos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo del inciso h) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, incorporando un artículo a continuación del artículo 80 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias. Por su parte, la CNV, dictó la Resolución General N° 917 por medio de la cual reglamentó la aplicación de las disposiciones de la Ley N° 27.638 y del Decreto N° 621/2021, estableciendo a tal efecto, entre otras cuestiones el listado de los instrumentos en moneda nacional comprendidos en la exención establecida en el inciso h) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

Además, el Artículo 34 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, con aplicación a partir del período fiscal 2020, dispone que cuando se trate de valores alcanzados por las disposiciones del Artículo 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 26, inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes del país quedan exentos por los resultados derivados de su compraventa, cambio, permuta o disposición, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la Comisión Nacional de Valores, sin que resulte de aplicación el citado Artículo 109 de la Ley de Impuesto a las Ganancias.

#### *b) Entidades Argentinas*

En lo que refiere a los intereses y ganancias de capital que obtengan los sujetos comprendidos en el Título VI de la Ley de Impuesto a las Ganancias (en general: las sociedades anónimas —incluidas las sociedades anónimas unipersonales—, las sociedades en comandita por acciones, en la parte que corresponda a los socios comanditarios, y las sociedades por acciones simplificadas del Título III de la Ley N° 27.349, constituidas en el país; las sociedades de responsabilidad limitada, las sociedades en comandita simple y la parte correspondiente a los socios comanditados de las sociedades en comandita por acciones, en todos los casos cuando se trate de sociedades constituidas en el país; las asociaciones, fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas, constituidas en el país, en cuanto no corresponda por la Ley de Impuesto a las Ganancias otro tratamiento impositivo, las sociedades de economía mixta, por la parte de las utilidades no exentas del impuesto; las entidades y organismos a que se refiere el Artículo 1 de la Ley N° 22.016, no comprendidos en los apartados precedentes, en cuanto no corresponda otro tratamiento impositivo en virtud de lo establecido por el Artículo 6 de dicha ley; los fideicomisos constituidos en el país conforme a las disposiciones del Código Civil y Comercial de la Nación, excepto aquellos en los que el fiduciante posea la calidad de beneficiario (la excepción no será de aplicación en los casos de fideicomisos financieros o cuando el fiduciante-beneficiario sea un sujeto comprendido en el Título V de la Ley de Impuesto a las Ganancias); los fondos comunes de inversión constituidos en el país, no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 1 de la Ley N° 24.083 y sus modificaciones; las sociedades incluidas en el inciso b) del Artículo 53 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y los fideicomisos comprendidos en el inciso c) del mismo artículo que opten por tributar conforme a las disposiciones aplicables a las sociedades de capital cumpliendo los requisitos exigidos para el ejercicio de esa opción), las derivadas de establecimientos permanentes definidos en el Artículo 22 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, toda otra clase de sociedades o empresas unipersonales constituidas en el país, los comisionistas, rematadores, consignatarios y demás auxiliares de comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias (las “Entidades Argentinas”) tenedoras de Obligaciones Negociables, dichos intereses y/o resultados por compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables estarán alcanzados por el Impuesto a las Ganancias. Por medio de la Ley N° 27.630, se modifica la alícuota corporativa dispuesta en el artículo 73 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, estableciéndose un sistema de alícuotas progresivas con una tasa del 25 % al 35% dependiendo de la ganancia neta imponible acumulada y la aplicación de una retención del 7% aplicable a cualquier distribución de dividendos o utilidades que efectúen los sujetos allí comprendidos a personas humanas residentes en el país y Beneficiarios del exterior (conforme se define más abajo). Estas modificaciones comienzan a regir desde los períodos fiscales que se inician a partir del 1° de enero de 2021, inclusive. Durante los tres (3) períodos fiscales contados a partir del que inicia desde el 1° de enero de 2018, inclusive, son aplicables las alícuotas del treinta por ciento (30%) de impuesto y siete por ciento (7%) de retención, respectivamente. En ambos casos, se aplican dichas normas, independientemente del período fiscal en el que tales dividendos o utilidades sean puestos a disposición a los mencionados accionistas.

La Ley de Reforma Tributaria establece normas específicas para la imputación de la ganancia proveniente de valores negociables que devenguen intereses y rendimientos. Asimismo, la Ley de Reforma Tributaria establece la existencia de quebrantos

específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones dependiendo del sujeto que las realice. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

La ganancia bruta por la enajenación de las Obligaciones Negociables realizada por las Entidades Argentinas se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición.

### c) *Beneficiarios del Exterior*

Por último, la Ley de Reforma Tributaria establece que tanto los intereses de Obligaciones Negociables como las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables que obtienen los sujetos comprendidos en el Título V de la Ley de Impuesto a las Ganancias, que se refiere a personas humanas, sucesiones indivisas o personas de existencia ideal residentes en el extranjero que obtengan una renta de fuente argentina (los “Beneficiarios del Exterior”) se encuentran exentos del Impuesto a las Ganancias en virtud de lo dispuesto por el inciso u) del Artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, en la medida que (i) se trate de obligaciones negociables a que se refiere el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y (ii) que los Beneficiarios del Exterior no residan en jurisdicciones no cooperantes ni los fondos invertidos provengan de jurisdicciones no cooperantes (ver definición *infra*).

En relación a esta exención se establece que la CNV está facultada a reglamentar y fiscalizar, en el ámbito de su competencia, las condiciones establecidas en el Artículo 26 inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales.

De conformidad con el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, la exención aplicará en la medida que se cumplan los siguientes requisitos y condiciones (los “Requisitos y Condiciones de Exención”):

1) se trate de emisiones de obligaciones negociables que sean colocadas por oferta pública, contando para ello con la respectiva autorización de la CNV;

2) los fondos a obtener mediante la colocación de las Obligaciones Negociables deberán ser utilizados por el emisor para: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (ii) la adquisición de fondos de comercio situados en el país, (iii) la integración de capital de trabajo en Argentina, (iv) la refinanciación de pasivos, (v) la integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas al emisor, y/o (vi) la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, siempre que los fondos derivados de la misma se apliquen a los destinos antes especificados;

3) el emisor deberá acreditar ante la CNV, en el tiempo y forma que determinen las reglamentaciones aplicables, que los fondos obtenidos de la oferta de las Obligaciones Negociables fueron utilizados para cualquiera de los fines descriptos en el apartado (ii) anterior.

En caso que la Emisora fuera una entidad financiera en el marco de la Ley N° 21.526 (la “Ley de Entidades Financieras”), los fondos podrán ser destinados al otorgamiento de préstamos a los que los prestatarios deberán darle el destino a que se refiere el punto (2). En este supuesto, será la entidad financiera la que deberá acreditar el destino final de los fondos en la forma que determine la CNV.

Si la emisión no cumple con los Requisitos y Condiciones de Exención, el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que decaerán los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en esa ley y, por ende, la emisora será responsable del pago de los impuestos que hubiera correspondido a los tenedores. En tal caso, el emisor debería tributar, en concepto de Impuesto a las Ganancias, la tasa máxima prevista en el Artículo 94 de la Ley de Impuesto a las Ganancias sobre el total de la renta devengada a favor de los inversores. La AFIP reglamentó mediante la Resolución General (AFIP) N° 1516/2003, modificada por la Resolución General (AFIP) N° 1578/2003, el mecanismo de ingreso del Impuesto a las Ganancias por parte de la emisora en el supuesto en que se entienda incumplido alguno de los Requisitos y Condiciones de Exención.

Para los Beneficiarios del Exterior no rigen las disposiciones contenidas en el Artículo 28 de la Ley de Impuesto a las Ganancias ni la del Artículo 106 de la Ley N° 11.683 que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del Impuesto a las Ganancias a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros. Por tal razón, la aplicación de la exención expuesta previamente no dejará de obrar en aquellos supuestos en los que por la misma pueda resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

En el caso de Beneficiarios del Exterior que residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos provengan de jurisdicciones no cooperantes, el Artículo 240 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias dispone que corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el Artículo 102 de la Ley de Impuesto a las Ganancias a la ganancia derivada de los rendimientos o intereses provenientes de las Obligaciones Negociables (por lo tanto, no exenta bajo el Artículo 26 u) previamente mencionado). La referida alícuota resultará de aplicación sobre el 100% de los intereses percibidos por el Beneficiario del Exterior residente en jurisdicciones no cooperantes o cuyos fondos provengan de jurisdicciones no cooperantes, excepto que: (i) el Beneficiario del Exterior fuera una entidad financiera supervisada por su respectivo banco central o autoridad equivalente y (ii) esté radicada: (a) en jurisdicciones cooperantes o no calificadas como de baja o nula tributación, o (b) en jurisdicciones que hayan suscripto con



la República Argentina convenios de intercambio de información y, por aplicación de sus normas internas, no pueda alegarse secreto bancario, bursátil o de otro tipo, ante el pedido de información del respectivo fisco. En dicho caso, la referida alícuota del 35% resultaría de aplicación sobre el 43% del monto bruto de intereses pagados. Similar tratamiento correspondería si el emisor fuera una entidad financiera argentina regida por la Ley de Entidades Financieras.

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

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

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

### ***Impuesto sobre los Bienes Personales***

#### ***- Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en la Argentina***

Con efectos para los períodos fiscales 2019 y siguientes, los sujetos pasivos del IBP se regirán por el criterio de residencia en los términos y condiciones establecidos en los Artículos 116 y siguientes de la Ley de Impuesto a las Ganancias, quedando sin efecto el criterio de “domicilio”. Asimismo, el Decreto N° 99/2019 aclara que toda referencia que efectúen las normas legales, reglamentarias y complementarias sobre el nexo de vinculación “domicilio” con relación al IBP, debe entenderse referida a “residencia”.

De conformidad con las modificaciones introducidas por la Ley N° 27.667 con efectos a partir del período fiscal 2021, inclusive, las alícuotas aplicables al gravamen a ingresar por las personas humanas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas allí radicadas, por un valor que exceda el mínimo no imponible (bienes no incluidos en el artículo agregado a continuación del Artículo 25 de la Ley de IBP cuyo valor en conjunto sea igual o inferior a \$6.000.000,00 o inmuebles destinados a casa-habitación cuyo valor sea igual o inferior a \$30.000.000,00) se regirán de acuerdo a la siguiente tabla:

| <b>Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible</b> |                        | <b>Pagarán \$</b> | <b>Más el %</b> | <b>Sobre el excedente de \$</b> |
|--|------------------------|-------------------|-----------------|---------------------------------|
| <b>Más de \$</b>   | <b>a \$</b>            |                   |                 |                                 |
| 0  | 3.000.000 inclusive    | 0                 | 0,50%           | 0                               |
| 3.000.000  | 6.500.000 inclusive    | 15.000            | 0,75%           | 3.000.000                       |
| 6.500.000  | 18.000.000 inclusive   | 41.250            | 1,00%           | 6.500.000                       |
| 18.000.000   | 100.000.000, inclusive | 156.250           | 1,25%           | 18.000.000                      |
| 100.000.000,   | 300.000.000, inclusive | 1.181.250         | 1,50%           | 100.000.000                     |
| 300.000.000  | En adelante            | 4.181.250         | 1,75%           | 300.000.000                     |

El gravamen a ingresar por los bienes situados en el exterior, será el que resulte de aplicar, sobre el valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país, las siguientes alícuotas:

| Valor total de los bienes del país y del exterior |                      | El valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país, pagarán el % |
|---|----------------------|--|
| Más de \$   | a \$                 |  |
| 0   | 3.000.000 inclusive  | 0,70   |
| 3.000.000   | 6.500.000 inclusive  | 1,20   |
| 6.500.000   | 18.000.000 inclusive | 1,80   |
| 18.000.000  | En adelante          | 2,25   |

Asimismo, se ha facultado al Poder Ejecutivo Nacional, durante la vigencia del gravamen, para disminuir las alícuotas aplicables a los bienes situados en el exterior, para el caso de activos financieros situados en el exterior, en caso de verificarse la repatriación del producido de su realización, supuesto en el que podrá fijar la magnitud de la devolución de hasta el monto oportunamente ingresado. Para tales supuestos, a través del dictado del Decreto N° 912/2021 se establece (i) pautas que deben seguirse a los fines de definir el concepto de “repatriación”, y (ii) el tratamiento aplicable en caso de acaecer esa circunstancia.

Por otro lado, en caso de verificarse la repatriación de activos financieros situados en el exterior, conforme los términos establecidos en la reglamentación, se contempla que el régimen aplicable será el establecido para los bienes situados en el país. A estos fines, se entenderá por activos financieros situados en el exterior, la tenencia de moneda extranjera depositada en entidades bancarias y/o financieras y/o similares del exterior: participaciones societarias y/o equivalentes (títulos valores privados, acciones, cuotas y demás participaciones) en todo tipo de entidades, sociedades o empresas, con o sin personería jurídica, constituidas, domiciliadas, radicadas o ubicadas en el exterior incluidas las empresas unipersonales; derechos inherentes al carácter de beneficiario, fideicomisario (o similar) de fideicomisos (trusts o similares) de cualquier tipo constituidos en el exterior, o en fundaciones de interés privado del exterior o en cualquier otro tipo de patrimonio de afectación similar situado, radicado, domiciliado y/o constituido en el exterior; toda clase de instrumentos financieros o títulos valores, tales como bonos, obligaciones negociables, valores representativos y certificados de depósito de acciones, cuotapartes de fondos comunes de inversión y otros similares, cualquiera sea su denominación; créditos y todo tipo de derecho del exterior, susceptible de valor económico y toda otra especie que se prevea en la reglamentación, pudiendo también precisar los responsables sustitutos en aquellos casos en que se detecten maniobras elusivas o evasivas.

La repatriación se entenderá producida, cuando se produzca el ingreso al país, hasta el 31 de marzo de cada año, inclusive, de: (i) tenencias de moneda extranjera en el exterior y (ii) los importes generados como resultado de la realización de los activos financieros enumerados en el cuarto párrafo del artículo 25 de la Ley del IBP pertenecientes a los sujetos alcanzados por el tributo que representen, en conjunto y por lo menos, el equivalente a un cinco por ciento del total del valor de los bienes situados en el exterior.

Los fondos repatriados deben permanecer depositados en una cuenta abierta a nombre de su titular (caja de ahorro, cuenta corriente, plazo fijo u otras) en entidades comprendidas en el régimen de la Ley de Entidades Financieras, hasta el 31 de diciembre, inclusive, del año calendario en que se hubiera verificado la repatriación o, una vez cumplida la repatriación y efectuado el mencionado depósito, esos fondos se afecten, en forma parcial o total, a cualquiera de los siguientes destinos:

- a. Su venta en el mercado libre de cambios, a través de la entidad financiera que recibió la transferencia original desde el exterior.
- b. La adquisición de certificados de participación y/o títulos de deuda de fideicomisos de inversión productiva que constituya el BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR, en carácter de fiduciario y bajo el contralor del MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO como autoridad de aplicación, siempre que tal inversión se mantenga bajo la titularidad del contribuyente hasta el 31 de diciembre, inclusive, del año calendario en que se produjo la repatriación. Los fondos aplicados deben provenir de la misma cuenta que recibió la transferencia original desde el exterior.
- c. La suscripción o adquisición de cuotapartes de fondos comunes de inversión existentes o a crearse, en el marco de la Ley N° 24.083 y sus modificaciones, que cumplan con los requisitos exigidos por la CNV, para dicho fin y que se mantengan bajo la titularidad del contribuyente hasta el 31 de diciembre, inclusive, del año calendario en que se produjo la repatriación. Los fondos aplicados deben provenir de la misma cuenta que recibió la transferencia original desde el exterior.

Además, destacamos que con efectos a partir del período fiscal 2022, inclusive, se contempla un mecanismo de actualización respecto del monto designado como mínimo no imponible, inmuebles destinados a casa-habitación del contribuyente y para los tramos de las escalas, de forma anual, por el coeficiente que surja de la variación anual del Índice de Precios al Consumidor Nivel General (IPC)

que suministre el Instituto de Estadística y Censos, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior.

- Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior

Respecto del período fiscal 2019 y siguientes para las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior por los bienes situados en el país, corresponderá aplicar la alícuota del 0,50 % (conforme el Artículo 31 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva). Sin embargo, no corresponderá el ingreso del impuesto cuando su importe sea igual o inferior a Ps.255,75.

Resulta importante destacar que por medio de la Ley N° 27.638, con aplicación a partir del período fiscal 2021 y siguientes, se encuentran exentas del impuesto las obligaciones negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con los Requisitos y Condiciones de Exención. En caso de no aplicar dicha exención, el impuesto se aplica (i) en el caso de obligaciones negociables con cotización, sobre el valor de mercado de las obligaciones negociables; y (ii) en el caso de obligaciones negociables sin cotización, sobre los costos de adquisición incrementado, de corresponder, en el importe de los intereses, actualizaciones y diferencias de cambio que se hubieren devengado. En ambos casos, el valor se establece a 31 de diciembre de cada año calendario.

Si bien las Obligaciones Negociables en poder de personas humanas domiciliadas o sucesiones indivisas radicadas fuera de Argentina, técnicamente estarían sujetas al IBP, el procedimiento para el cobro de este impuesto no ha sido establecido en la Ley de IBP (artículos aplicables de la Ley N° 23.966 y sus modificatorias), reglamentada por el Decreto N° 127/96 (y sus modificaciones). El sistema de “obligado sustituto” (conforme se define a continuación) establecido en el párrafo primero del Artículo 26 de la Ley de IBP (una persona humana, ideal o sucesión indivisa domiciliada o residente en el país que tenga el condominio, posesión, uso, goce, disposición, depósito, la tenencia, custodia, administración o guarda de bienes) no se aplica a las Obligaciones Negociables (párrafo tercero del Artículo 26 de la Ley de IBP).

La Ley de IBP establece como presunción legal irrefutable que las obligaciones negociables emitidas por emisores privados argentinos, de titularidad directa de entidades extranjeras que (a) se encuentren domiciliadas o con residencia, según el período fiscal que corresponda, en una jurisdicción que no exige que las acciones o títulos privados sean detentados en forma nominativa y (b) que (i) de conformidad con sus estatutos o su naturaleza jurídica, estén únicamente autorizadas a realizar actividades de inversión fuera de la jurisdicción de su lugar de constitución y/o (ii) no les esté permitido realizar ciertas actividades autorizadas en sus propios estatutos o por la ley aplicable en su jurisdicción de constitución, se considerarán que son de titularidad de personas humanas o sucesiones indivisas domiciliadas o radicadas o residentes en el país, según el período fiscal correspondiente, encontrándose, en consecuencia, sujetas al pago del IBP. En esos casos, la ley impone la obligación de abonar el IBP a una alícuota incrementada en un 100% para el emisor privado argentino (el “Obligado Sustituto”). De conformidad con la Ley de IBP, el Obligado Sustituto está autorizado a obtener el reintegro del importe abonado en la forma antes descripta, incluso reteniendo o ejecutando directamente los bienes que dieron origen a dicho pago.

La presunción legal precedente no se aplica a las siguientes entidades extranjeras que sean titulares directas de títulos valores: (a) compañías de seguros; (b) fondos abiertos de inversión; (c) fondos de pensión; y (d) entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén constituidas o radicadas en países cuyos bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Basilea.

El Decreto N° 812/96 del 22 de julio de 1996 y sus modificatorias -decreto reglamentario de la ley del impuesto- establece que la presunción legal antes analizada no se aplicará a los títulos de deuda privados, tal como es el caso de las Obligaciones Negociables, cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas ubicadas en Argentina o en el extranjero. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplique a las Obligaciones Negociables y que la emisora no sea responsable por el IBP como Obligado Sustituto, según lo establece la Resolución General (AFIP) N° 2151/2006 de la AFIP, la emisora debe conservar una copia certificada de la resolución de la CNV que autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y constancia de que dicha autorización se encontraba vigente al 31 de diciembre del año en que corresponda la liquidación del impuesto. Si la AFIP considera que la emisora no cuenta con la documentación que acredite la autorización de la CNV o la aprobación de negociación por parte de las bolsas de valores locales o extranjeras, la emisora será responsable del pago del IBP.

### **Impuesto al Valor Agregado**

De conformidad con el Artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, los pagos de intereses sobre obligaciones negociables están exentos del Impuesto al Valor Agregado en la medida que las Obligaciones Negociables se emitan en cumplimiento de los Requisitos y Condiciones de Exención antes descriptos en la sección correspondiente a Beneficiarios del Exterior. Esta exención

también se extenderá a las operaciones financieras y prestaciones relativas a la emisión, suscripción, colocación, transferencia, amortización y cancelaciones de las obligaciones negociables y sus garantías.

De conformidad con la Ley del Impuesto al Valor Agregado, la transferencia de los títulos se encuentra exenta de dicho impuesto aun si no se cumplen los Requisitos y Condiciones de Exención previstos en la sección correspondiente a Beneficiarios del Exterior.

### ***Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta***

En virtud de lo dispuesto por la Ley N°27.260, el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta se deroga para los ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2019.

### ***Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias***

En virtud de la Ley N°25.413, con su modificatoria, se creó un Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias (el “**ICD**”) aplicable sobre: (i) los créditos y débitos efectuados en cuentas abiertas en entidades financieras que se rigen por la Ley de Entidades Financieras cualquiera fuera su naturaleza; (ii) las operatorias que efectúen las entidades financieras referidas en el punto anterior en las que los ordenantes o beneficiarios no utilicen las cuentas allí indicadas, cualquiera sea su denominación, los mecanismos empleados para llevarlos a cabo (incluso a través del movimiento de efectivo) y/o su instrumentación jurídica; y (iii) ciertos movimientos o entregas de fondos, propios o de terceros, realizados por cualquier persona, por cuenta propia o por cuenta y/o a nombre de otra, cualquiera sea el método utilizado para llevarla a cabo.

Respecto del punto (i), señalamos que la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva para los hechos imposables que se perfeccionen a partir del 24 de diciembre de 2019 establece que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas allí mencionadas, estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de los mismos. Lo mencionado anteriormente, no resultará de aplicación a las cuentas cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas.

Si se acreditan montos a pagar respecto de las Obligaciones Negociables (en concepto de capital, intereses u otras sumas) a obligacionistas que no gozan de un tratamiento especial, en cuentas abiertas en entidades financieras locales, el crédito correspondiente estará sujeto al impuesto a una alícuota general del 0,6%, a menos que aplique alguna exención.

En algunos casos se podrá emplear una alícuota incrementada del 1,2% y una reducida del 0,075%.

De conformidad con el Decreto N°409/2018 (publicado en el Boletín Oficial el 7 de mayo de 2018) en el caso de titulares de cuentas bancarias sujetos a la alícuota general del 0,6% y del 1,2%, el 33% del impuesto determinado y percibido por el agente de percepción sobre los montos acreditados y debitados en dichas cuentas, podrá computarse como crédito de Impuesto a las Ganancias y/o como crédito de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del Impuesto a las Ganancias.

En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo de crédito de impuesto y / o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas será del 20 %.

En el caso de micro, pequeñas y medianas empresas registradas como tales de acuerdo a lo dispuesto en la legislación argentina, el porcentaje de pago a cuenta en el Impuesto a las Ganancias puede ser mayor, según sea el caso.

Existen exenciones en este impuesto vinculadas con el sujeto y con el destino de las cuentas. Se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación “A” 3250 del BCRA) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país. (Para más información ver artículo 10, inciso (s) del Anexo del Decreto N°380/2001 y sus respectivas enmiendas).

Además, el Artículo 10 inciso (a) del Anexo del Decreto N° 380/2001 establece que estarán exentos del impuesto, entre otras operaciones, los débitos y créditos correspondientes a cuentas utilizadas en forma exclusiva para las operaciones inherentes a la actividad específica y los giros y transferencias de los que sean ordenantes con igual finalidad, por los mercados autorizados por la CNV y sus respectivos agentes, las bolsas de comercio que no tengan organizados mercados de valores, cajas de valores y entidades de liquidación y compensación de operaciones autorizadas por la CNV.

Para la procedencia de ciertas exenciones y/o reducciones de alícuota de este impuesto puede ser necesario el cumplimiento del registro de las cuentas bancarias ante la autoridad fiscal (AFIP-DGI) de acuerdo a lo establecido en la Resolución General (AFIP) N°3900/2016.

Señalamos que conforme lo dispuesto por el Decreto N° 796/2021 las exenciones previstas en el Decreto N° 380/2001 y en otras normas de similar naturaleza no resultarán aplicables en aquellos casos en que los movimientos de fondos estén vinculados a la

compra, venta, permuta, intermediación y/o cualquier otra operación sobre criptoactivos, criptomonedas, monedas digitales, o instrumentos similares, en los términos que defina la normativa aplicable.

La Ley N° 27.432 (promulgada y publicada en el Boletín Oficial el día 29 de diciembre de 2017), acordó la prórroga de este impuesto hasta el 31 de diciembre del 2022, inclusive.

### ***Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (PAIS)***

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

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

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

Adicionalmente, esta resolución establece un régimen de devolución para aquellos sujetos a quienes se les hubieran practicado las percepciones establecidas y que no sean contribuyentes del Impuesto a las Ganancias o, en su caso, del IBP.

### ***Impuesto sobre los Ingresos Brutos***

El Impuesto sobre los Ingresos Brutos es un impuesto provincial que grava el ejercicio habitual y a título oneroso de una actividad económica en una jurisdicción provincial o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que puedan estar sujetos a la presunción de habitualidad en cualquier jurisdicción en la cual obtengan sus ingresos por intereses originados en la tenencia de Obligaciones Negociables, o por su venta o transferencia, podrían resultar gravados con este impuesto a alícuotas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina y/o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, salvo que proceda la aplicación de alguna exención. Ciertas jurisdicciones como, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires eximen los ingresos resultantes de cualquier operación relacionada con las obligaciones negociables, los intereses, actualizaciones de vencidas y el valor de venta en caso de transferencia sobre las obligaciones negociables emitidas bajo la Ley de Obligaciones Negociables mientras resulte de aplicación la exención en el Impuesto a las Ganancias. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes de bolsa y todo tipo de intermediarios en relación con tales operaciones.

Conforme las previsiones del Consenso Fiscal suscripto por el Poder Ejecutivo Nacional, los representantes de las Provincias y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 16 de noviembre de 2017 - aprobado por el Congreso Nacional el 21 de diciembre de 2017 – (el “Consenso Fiscal” y/o el “Consenso”), las jurisdicciones provinciales asumieron diversos compromisos en relación a ciertos impuestos que se encuentran bajo su órbita.

En lo que refiere al impacto del Consenso en el Impuesto sobre los Ingresos Brutos, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer exenciones y aplicar alícuotas máximas para ciertas actividades y períodos. El Consenso Fiscal producirá efectos sólo respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha. Sin embargo, destacamos que se firmaron tres acuerdos de suspensión de determinadas disposiciones del Consenso Fiscal, los cuales también producirán efectos una vez aprobados por cada una de las legislaturas de las jurisdicciones firmantes. Recientemente, por medio del acuerdo firmado entre el Poder Ejecutivo Nacional y los representantes de las provincias (excepto la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) el 27 de Diciembre de 2021 (el “Consenso Fiscal 2021”), se acordó dejar sin efecto las obligaciones asumidas en materia tributaria provincial establecidas con anterioridad a través de los Consensos Fiscales suscriptos en fecha 16 de noviembre de 2017, 13 de septiembre de 2018, 17 de diciembre de 2019 y 4 de diciembre de 2020, teniendo únicamente como exigibles aquellas cuyo cumplimiento se haya efectivizado a la fecha de la firma del Consenso Fiscal 2021, así como las que surgen expresamente de lo estipulado en el mismo.

Considerando la autonomía en materia tributaria de la cual gozan las distintas jurisdicciones provinciales incluyendo a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, los potenciales adquirentes deberán considerar la posible incidencia del Impuesto sobre los

Ingresos Brutos considerando las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en función de su caso concreto.

#### *Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias*

Distintos fiscos provinciales (por ejemplo, Provincia de Santa Fe, Provincia de Buenos Aires, Provincia de Corrientes, Provincia de Córdoba, Provincia de Tucumán, Provincia de Salta, etcétera) han establecido regímenes de percepción del Impuesto sobre los Ingresos Brutos que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en las cuentas abiertas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas.

Estos regímenes se aplican, en general, a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción.

Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos con un rango entre 0,01% y 5%.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del Impuesto sobre los Ingresos Brutos para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Los potenciales adquirentes deberán considerar la posible incidencia del Impuesto sobre los Ingresos Brutos considerando las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en función de su caso concreto. En relación a estos regímenes, al suscribir el Consenso Fiscal las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer un mecanismo de devolución automática al contribuyente del saldo a favor generado por retenciones y percepciones, acumulado durante un plazo razonable, que en ningún caso podrá exceder los 6 (seis) meses desde la presentación de la solicitud efectuada por el contribuyente, siempre que se encuentren cumplidas las condiciones y el procedimiento establecido por las jurisdicciones locales para esa devolución. Asimismo, por medio del acuerdo suscripto el 4 de diciembre de 2020, entre la Nación y los representantes de las provincias (salvo algunas), las provincias argentinas firmantes asumieron el compromiso de procurar las medidas necesarias en los procedimientos vigentes en cada jurisdicción a efectos de aplicar mecanismos de devolución automática, compensación o transferencia de crédito del Impuesto sobre los Ingresos Brutos a aquellos contribuyentes que tengan saldos a favor generados por retenciones, percepciones y/o recaudaciones, siempre que cumplan con los requisitos específicos del caso en cuestión. Por medio del Consenso Fiscal 2021, se asumió el compromiso de procurar las medidas necesarias en los procedimientos vigentes en cada jurisdicción a efectos de aplicar mecanismos de devolución automática o, compensación del Impuesto sobre los Ingresos Brutos a aquellos o aquellas contribuyentes (locales o de Convenio Multilateral) que tengan saldos a favor generados por retenciones, percepciones y/o recaudaciones, siempre que cumplan con los requisitos específicos del caso en cuestión.

Los inversores deberán corroborar la existencia de tales mecanismos dependiendo de la jurisdicción involucrada.

#### ***Impuesto de Sellos***

El Impuesto de Sellos es un tributo provincial, por lo que debería hacerse un análisis específico por cada jurisdicción en particular. Dicho impuesto grava en general, los actos y contratos de carácter oneroso formalizados en instrumentos públicos y/o privados, que se otorguen en la jurisdicción de cada provincia y en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los contratos instrumentados en una de dichas jurisdicciones o en el exterior, pero que produzcan efectos en otra jurisdicción argentina.

Con respecto a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en lo que respecta a las obligaciones negociables, el Artículo 364 inciso 30 del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires establece que los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables emitidas conforme al régimen de las Leyes N° 23.576 y 23.962 y sus modificatorias están exentos. Esta exención comprende a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar por conversión de las obligaciones negociables emitidas en virtud de las leyes mencionadas en el párrafo anterior, como así también, la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen a la emisión, sean anteriores, simultáneas o posteriores a la misma.

Asimismo, el Artículo 364 inciso 32 del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires establece que están exentos los, actos, contratos y operaciones de cualquier naturaleza, incluyendo entregas y recepciones de dinero, vinculados y/o necesarios para posibilitar el incremento de capital social, emisión de títulos valores representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros valores negociables destinados a la oferta pública en los términos de la Ley N° 26.831, por parte de sociedades o fideicomisos financieros debidamente autorizados por la CNV a hacer oferta pública de dichos valores negociables. Esta exención ampara los actos, contratos y operaciones vinculadas con los incrementos de capital social y/o las emisiones mencionadas precedentemente, sean aquellos anteriores, simultáneos, posteriores o renovaciones de estos últimos hechos. Asimismo, esta exención no se aplica si en un plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos valores negociables ante la CNV y/o si la colocación de los mismos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de ser concedida la autorización solicitada.

Además, los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de acciones y demás títulos valores cuya oferta pública haya sido debidamente autorizada por la CNV se encuentran exentos del Impuesto de Sellos en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires siempre que la colocación de los mismos se realice en un plazo de ciento ochenta 180 días corridos a partir de dicha autorización.

En la Provincia de Buenos Aires, el Artículo 297 inciso 45 del Código Fiscal de la citada provincia dispone una exención para los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza, incluyendo entregas y recepciones de dinero, vinculados con la emisión de títulos representativos de deuda de sus emisores y cualquier otro título valor destinado a la oferta pública en los términos de la Ley N° 17.811 por parte de sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención se aplica asimismo a los instrumentos, actos, contratos, operaciones y garantías vinculadas con la citada emisión, ya sea anteriores, simultáneas o posteriores a dicha emisión. Sin embargo, esta exención queda sin efecto, si en un plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de las Obligaciones Negociables no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de ser concedida la autorización solicitada.

Además, en la Provincia de Buenos Aires, el Artículo 297, inciso 46 del Código Fiscal de la citada provincia establece una exención para actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las obligaciones negociables emitidas de acuerdo con las Ley N° 23.576 y con la Ley N° 23.962. Esta exención comprende a los aumentos de capital que se realicen por la conversión de las obligaciones negociables indicadas en la oración anterior, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

Asimismo, en la Provincia de Buenos Aires, se establecen exenciones para los títulos valores debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV siempre que se cumpla con ciertos requisitos.

Se debe tener en consideración que cualquier transferencia de los títulos instrumentada mediante un acuerdo escrito podría estar sujeto al Impuesto de Sellos.

Producto del Consenso Fiscal, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer una alícuota máxima de Impuesto de Sellos del 0,75% a partir del 1° de enero de 2019, 0,5% a partir del 1° de enero de 2020, 0,25% a partir del 1° de enero de 2021 y eliminarlo a partir del 1° de enero de 2022, lo cual se encuentra sujeto al dictado de la respectiva legislación de cada jurisdicción. Sin perjuicio de lo indicado, conforme se indicará, se firmaron tres acuerdos de suspensión de determinadas disposiciones del Consenso Fiscal, los cuales producirán efectos respecto de las jurisdicciones que los aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha. Además, recientemente, por medio del Consenso Fiscal 2021, se acordó dejar sin efecto las obligaciones asumidas en materia tributaria provincial establecidas con anterioridad a través de los Consensos Fiscales suscriptos en fecha 16 de noviembre de 2017, 13 de septiembre de 2018, 17 de diciembre de 2019 y 4 de diciembre de 2020, teniendo únicamente como exigibles aquella cuyo cumplimiento se haya efectivizado a la fecha de la firma del Consenso Fiscal 2021, así como las que surgen expresamente de lo estipulado en el mismo.

Considerando las atribuciones autónomas conferidas a cada jurisdicción provincial en relación con cuestiones impositivas, debe analizarse cualquier posible efecto derivado de estas operaciones, en forma adicional al tratamiento impositivo establecido por las demás jurisdicciones provinciales.

### ***Tasa de Justicia***

En caso de que sea necesario instituir procedimientos de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables, se impondrá la correspondiente tasa de justicia (actualmente del 3% en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) sobre el monto de cualquier reclamo presentado ante los tribunales de Argentina con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

### ***Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes***

A nivel provincial, la Provincia de Buenos Aires estableció un Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes (el “ITGB”) (Ley N° 14.044 y sus modificatorias y Ley N° 10.097, respectivamente).

Las características básicas del ITGB son las siguientes:

- El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluyendo: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia y cualquier otra transmisión que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
- Son contribuyentes del ITGB las personas humanas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
- Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires el ITGB recae sobre el monto total del enriquecimiento gratuito, tanto por los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los sujetos domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae únicamente sobre el

- Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires, entre otros supuestos, (i) los títulos y las acciones, cuotas o participaciones sociales y otros valores mobiliarios representativos de su capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando estos estuvieren domiciliados en la Provincia de Buenos Aires; (ii) los títulos, acciones y demás valores mobiliarios que se encuentren en la Provincia de Buenos Aires al tiempo de la transmisión, emitidos por entes privados o sociedades domiciliados en otra jurisdicción; y (iii) los títulos, acciones y otros valores mobiliarios representativos de capital social o equivalente que al tiempo de la transmisión se hallaren en otra jurisdicción, emitidos por entes o sociedades domiciliados también en otra jurisdicción, en proporción a los bienes de los emisores que se encontraren en la Provincia de Buenos Aires.
- En la Provincia de Buenos Aires, respecto del período fiscal 2022 están exentas del ITGB las transmisiones gratuitas de bienes cuando su valor en conjunto sea igual o inferior a \$ 468.060, monto que se eleva a \$ 1.948.800, cuando se trate de padres, hijos y cónyuges.
- En cuanto a las alícuotas, se han previsto escalas progresivas del 1,6026% a 19,5131% y el pago de una suma fija de ITGB, según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

Respecto de la existencia de impuestos a la transmisión gratuita de bienes en las restantes jurisdicciones provinciales, el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular. Señalamos que a través del Consenso Fiscal 2021, las provincias argentinas asumieron el compromiso de legislar dentro del transcurso del 2022 un impuesto a todo aumento de riqueza obtenido a título gratuito como consecuencia de una transmisión o acto de esa naturaleza, que comprenda a bienes situados en su territorio y/o beneficie a personas humanas o jurídicas domiciliadas en el mismo, y aplicarán alícuotas marginales crecientes a medida que aumenta el monto transmitido a fin de otorgar progresividad al tributo, quedando alcanzadas todas las transmisiones que impliquen un enriquecimiento patrimonial a título gratuito, enumerando de manera enunciativa a las herencias, donaciones, legados y anticipo de herencia.

#### ***Ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación***

De acuerdo con la presunción legal establecida en el Artículo 18.2 de la Ley N° 11.683 y sus modificatorias, los ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación se consideran como incrementos patrimoniales no justificados para el receptor local, cualquiera sea la naturaleza o tipo de operación de que se trate.

Los incrementos patrimoniales no justificados están sujetos a los siguientes impuestos:

- se determinará el Impuesto a las Ganancias sobre el receptor local calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- también se determinará el Impuesto al Valor Agregado (y de corresponder impuestos internos) sobre el receptor local, calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.

El sujeto local o receptor local de los fondos puede refutar dicha presunción legal probando debidamente ante la autoridad impositiva que los fondos provienen de actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por una tercera persona en dicha jurisdicción o que dichos fondos fueron declarados con anterioridad.

Sin perjuicio que el significado del concepto “ingresos provenientes” no resulta claro, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

- desde una cuenta en un país de baja o nula tributación/no cooperante o desde una cuenta bancaria abierta fuera de un país de baja o nula tributación/no cooperante pero cuyo titular sea una entidad localizada en un país de baja o nula tributación/no cooperante.
- a una cuenta bancaria localizada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de la Argentina pero cuyo titular sea un sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales.

Conforme el Artículo 82 de la Ley de Reforma Tributaria, a los efectos previstos en las normas legales y reglamentarias, toda referencia efectuada a “países de baja o nula tributación” o “países no considerados ‘cooperadores a los fines de la transparencia fiscal’, deberá entenderse que hace alusión a “jurisdicciones no cooperantes o jurisdicciones de baja o nula tributación”, en los términos dispuestos por los Artículos 19 y 20 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones.

Por su parte, el Artículo 19 de la Ley de Impuesto a las Ganancias define a las “jurisdicciones no cooperantes” como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Además, los acuerdos y convenios aludidos deberán cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los que se haya comprometido la República



Argentina. Por último, ese artículo establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto.

En tal sentido, el Artículo 24 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias dispone que son consideradas como jurisdicciones “no cooperantes” en los términos del Artículo 19 de la mencionada ley, las siguientes: 1. Bosnia y Herzegovina, 2. Brecqhou, 3. Burkina Faso, 4. Estado de Eritrea, 5. Estado de la Ciudad del Vaticano, 6. Estado de Libia, 7. Estado Independiente de Papúa Nueva Guinea, 8. Estado Plurinacional de Bolivia, 9. Isla Ascensión, 10. Isla de Sark, 11. Isla Santa Elena, 12. Islas Salomón, 13. Los Estados Federados de Micronesia, 14. Mongolia, 15. Montenegro, 16. Reino de Bután, 17. Reino de Camboya, 18. Reino de Lesoto, 19. Reino de Suazilandia, 20. Reino de Tailandia, 21. Reino de Tonga, 22. Reino Hachemita de Jordania, 23. República Kirguisa, 24. República Árabe de Egipto, 25. República Árabe Siria, 26. República Argelina Democrática y Popular, 27. República Centroafricana, 28. República Cooperativa de Guyana, 29. República de Angola, 30. República de Bielorrusia, 31. República de Botsuana, 32. República de Burundi, 33. República de Cabo Verde, 34. República de Costa de Marfil, 35. República de Cuba, 36. República de Filipinas, 37. República de Fiyi, 38. República de Gambia, 39. República de Guinea, 40. República de Guinea Ecuatorial, 41. República de Guinea-Bisáu, 42. República de Haití, 43. República de Honduras, 44. República de Irak, 45. República de Kenia, 46. República de Kiribati, 47. República de la Unión de Myanmar, 48. República de Liberia, 49. República de Madagascar, 50. República de Malaui, 51. República de Maldivas, 52. República de Malí, 53. República de Mozambique, 54. República de Namibia, 55. República de Nicaragua, 56. República de Palaos, 57. República de Ruanda, 58. República de Sierra Leona, 59. República de Sudán del Sur, 60. República de Surinam, 61. República de Tayikistán, 62. República de Trinidad y Tobago, 63. República de Uzbekistán, 64. República de Yemen, 65. República de Yibuti, 66. República de Zambia, 67. República de Zimbabue, 68. República del Chad, 69. República del Níger, 70. República del Paraguay, 71. República del Sudán, 72. República Democrática de Santo Tomé y Príncipe, 73. República Democrática de Timor Oriental, 74. República del Congo, 75. República Democrática del Congo, 76. República Democrática Federal de Etiopía, 77. República Democrática Popular Lao, 78. República Democrática Socialista de Sri Lanka, 79. República Federal de Somalia, 80. República Federal Democrática de Nepal, 81. República Gabonesa, 82. República Islámica de Afganistán, 83. República Islámica de Irán, 84. República Islámica de Mauritania, 85. República Popular de Bangladés, 86. República Popular de Benín, 87. República Popular Democrática de Corea, 88. República Socialista de Vietnam, 89. República Togolesa, 90. República Unida de Tanzania, 91. Sultanato de Omán, 92. Territorio Británico de Ultramar Islas Pitcairn, Henderson, Ducie y Oeno, 93. Tristán da Cunha, y 94. Tuvalu, 95. Unión de las Comoras.

Además dicho artículo establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Hacienda (actual Ministerio de Economía) cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

En cuanto a las jurisdicciones de baja o nula tributación, la Ley de Impuesto a las Ganancias las define como aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al sesenta por ciento (60%) de la alícuota mínima contemplada en la escala del primer párrafo del Artículo 73 de esa ley (es decir, inferior al 15%). El Artículo 25 del decreto reglamentario de la Ley del Impuesto a las Ganancias, precisó que a los fines de determinar el nivel de imposición al que alude la definición de jurisdicciones de baja o nula tributación, deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido. También establece que por “régimen tributario especial” se entenderá toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta corporativa vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

### ***Convenios para Evitar la Doble Imposición***

Argentina posee convenios para evitar la doble imposición vigentes con varios países (Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza, Emiratos Árabes Unidos, Uruguay y Qatar). Los convenios firmados con China, Luxemburgo, Austria, Japón y Turquía no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto. Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia entre Argentina y los Estados Unidos.

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

### **Ley de aporte extraordinario para prevenir los efectos de la pandemia**

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

El mencionado Aporte Extraordinario, alcanza a los siguientes sujetos:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Los potenciales inversores de las Obligaciones Negociables, deberán consultar a sus propios asesores impositivos acerca del alcance del mencionado Aporte Extraordinario de acuerdo a sus circunstancias particulares.

**EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES CONSULTAR CON SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR.**

## PLANE 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 N° 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.

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 1 (un) Día Hábil 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 N° 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.

## 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.

- 1) **11 de marzo de 2022** – La Emisora informó que el día 11 de marzo de 2022, realizó un aporte de capital en PROENER S.A.U. (sociedad íntegramente controlada por CPSA), mediante la transferencia de títulos BONAR 29/04/2022 por valores nominales 9.636.999 y títulos BONAR 28/04/2023 por valores nominales 13.366.225.
- 2) **12 de mayo de 2022** – La Emisora informó la nómina actualizada de los miembros del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora de la Sociedad.
- 3) **12 de mayo de 2022** – La Emisora informó que el día 12 de mayo de 2022 se designó como Presidente de la Sociedad al señor Miguel Dodero, como Vicepresidente a Diego Petracchi y como miembros titulares del Comité de Auditoría a los señores Tomás White, José Luis Morea e Ignacio Villamil; y como miembros suplentes a los señores Jorge Villegas y Oscar Luis Gosio.
- 4) **30 de mayo de 2022** – La Emisora informó que el día 30 de mayo de 2022 se designó al señor Mario Elizalde como miembro titular del Comité de Auditoría, reemplazando al señor Ignacio Villamil.

Los inversores podrán consultar los hechos relevantes de la Emisora accediendo a la página web de la CNV ([www.argentina.gob.ar/cnv](http://www.argentina.gob.ar/cnv)), en la sección “Empresas”.

## **INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA**

Los estados financieros anuales correspondientes al 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019 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](http://www.argentina.gob.ar/cnv)).

## 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 Emisora 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 encuentran 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](http://www.argentina.gob.ar/cnv)) en el ítem “Información Financiera” de la AIF, en la página web institucional de la Emisora ([www.centralpuerto.com](http://www.centralpuerto.com)), en el boletín electrónico del MAE y en el Boletín Diario de la BCBA ([www.bolsar.com](http://www.bolsar.com)). Sin perjuicio de lo anterior, en la medida que continúen las restricciones y medidas preventivas dispuestas originalmente por el Decreto 297/2020 y sus correspondientes prórrogas y modificaciones, podrán solicitarse copias de los documentos referidos anteriormente, exclusivamente por vía electrónica.



**EMISORA**

**CENTRAL PUERTO S.A.**  
Avda. Thomas Edison 2701  
Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
República Argentina

**ASESORES LEGALES DE LA EMISORA**

**Bruchou, Fernández Madero & Lombardi**  
Ing. Butty 275 – Piso 12°  
(C1001AFA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
República Argentina

**AUDITORES**

**Pistrelli, Henry Martín y Asociados S.R.L.**  
**(firma miembro de Ernst & Young Global)**  
25 de mayo 487  
Ciudad Autónoma de Buenos Aires  
República Argentina



Roberto Miguel  
PRESIDENTE