**PROSPECTO DE EMISOR FRECUENTE**

**GENNEIA S.A.**

Genneia S.A. (la "**Sociedad**", "**Genneia**", la "**Compañía**" o la "**Emisora**"), inscripta en el Registro de Emisor Frecuente N° 15, con sede social en la calle Nicolás Repetto N° 3676, 3er Piso (1636), Olivos, Provincia de Buenos Aires, República Argentina, CUIT N° 30-66523411-4, número de teléfono general/fax: (+5411) 6090-3200/3201, correo electrónico: investors@genneia.com.ar, sitio web: www.genneia.com.ar.

Describiremos los términos y condiciones específicos de cada clase o serie de obligaciones negociables a ser emitidas por la Sociedad bajo el régimen simplificado de emisor frecuente establecido en la Sección VIII, Capítulo V, Título II de las Normas de la CNV (el "**Régimen de Emisor Frecuente**"), en un Suplemento de Prospecto (el "**Suplemento de Prospecto**").

**Oferta Pública autorizada por Registro de Emisor Frecuente N° 15 otorgado por la Disposición N° DI-2021-10-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la Comisión Nacional de Valores (la "CNV") de fecha 19 de abril de 2021. Mediante Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2024-33-APN-GE#CNV de fecha 20 de mayo de 2024 se ratificó la condición de emisor frecuente de la Sociedad por un monto máximo disponible a ser utilizado para futuras emisiones de hasta valor nominal US$ 200.000.000 (Dólares Estadounidenses doscientos millones), o su equivalente en otras monedas o unidades de valor. 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 presente prospecto (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 órgano de administración y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N°26.831. El órgano de administración de la Emisora 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 sociedad y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes.**

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

**EL PRESENTE PROSPECTO NO CUENTA CON CALIFICACIÓN DE RIESGO. LAS CALIFICACIONES PODRÁN SER SOLICITADAS AL MOMENTO DE LA EMISIÓN DE CADA SERIE O CLASE DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES, SEGÚN SE DETERMINE EN EL SUPLEMENTO DE PROSPECTO CORRESPONDIENTE.**

La inversión en las obligaciones negociables implica riesgos significativos. Véase el capítulo "*Factores de Riesgo*" en el presente Prospecto. El respectivo Suplemento de Prospecto de cualquier clase o serie de obligaciones negociables podrá detallar otros riesgos que deberán ser considerados al realizar la inversión.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 119 de la Ley N° 26.831, y sus modificatorias (la "**Ley de Mercado de Capitales**"), los emisores de valores negociables, juntamente con los integrantes de los órganos de administración y fiscalización, estos últimos en materia de su competencia, y en su caso los oferentes de los valores negociables con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el Prospecto de una emisión de valores negociables con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los Prospectos por ellos registrados ante la CNV. Según lo previsto en el artículo 120 de la Ley de Mercado de Capitales, las entidades y agentes intermediarios en el mercado que participen como organizadores, o colocadores en una oferta pública de venta o compra de valores negociables deberán revisar diligentemente la información contenida en los Prospectos de la oferta. Los expertos o terceros que opinen sobre ciertas partes del Prospecto sólo serán responsables por la parte de dicha información sobre la que han emitido opinión.

La solicitud de ingreso al Régimen de Emisor Frecuente y la emisión de obligaciones negociables por el monto de hasta US$ 1.300.000.000 (Dólares Estadounidenses mil trescientos millones) o su equivalente en otras monedas o unidades de valor (el "**Monto Máximo**"), las cuales podrán ser emitidas (aunque sin posibilidad de reemisión o reasignación a un programa global) en tramos, en una o más clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente (las "**Obligaciones Negociables**"), fueron resueltas por la Emisora en su reunión de directorio de fecha 20 de enero de 2021 cuya acta se encuentra publicada en la Autopista de la Información Financiera ("**AIF**") bajo el ID N°2710703 y mediante lo resuelto por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas la Sociedad en fecha 28 de abril de 2022 cuya acta se encuentra cargada en la AIF bajo el ID N° 2887376. La actualización del Prospecto y la ratificación de la condición de

emisor frecuente de la Sociedad por hasta la suma de US$ 200.000.000 (Dólares Estadounidenses doscientos millones) o su equivalente en otras monedas o unidades de valor para el ejercicio 2024 y hasta la próxima ratificación que se realice en el año 2025 fue resuelta por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 5 de abril de 2024 cuya acta se encuentra publicada en la AIF bajo el ID N° 3177081.

**La Sociedad, sus beneficiarios finales, y las personas físicas o jurídicas que tienen como mínimo el 10% de su capital o de los derechos a voto, o que por otros medios ejercen el control final, directo o indirecto sobre la misma, no registran condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o no figuran en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.**

La fecha del Prospecto es 22 de mayo de 2024.

**Carlos Alberto Palazón**
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

**I. ÍNDICE**

**II. INTRODUCCIÓN .....4**
**III. INFORMACIÓN DE LA EMISORA.....11**
**IV. FACTORES DE RIESGO .....72**
**V. POLÍTICAS DE LA EMISORA .....102**
**VI. INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN y COMITÉ DE AUDITORÍA. .....107**
**VII. ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS .....118**
**VIII. ACTIVOS FIJOS DE LA EMISORA.....121**
**IX. ANTECEDENTES FINANCIEROS. .....125**
**X. DESTINO DE FONDOS .....165**
**XI. INFORMACIÓN ADICIONAL. .....167**
**XII. INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA .....234**

## II. INTRODUCCIÓN

**Notificación a los Inversores**

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

**CONFORME CON LO ESTABLECIDO EN LOS ARTÍCULOS 119 Y 120 DE LA LEY DE MERCADO DE CAPITALES, LOS EMISORES DE VALORES NEGOCIABLES CON OFERTA PÚBLICA, JUNTO CON LOS INTEGRANTES DE LOS ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN Y DE FISCALIZACIÓN (ESTOS ÚLTIMOS EN MATERIA DE SU COMPETENCIA), Y EN SU CASO LOS OFERENTES DE LOS VALORES NEGOCIABLES CON RELACIÓN A LA INFORMACIÓN VINCULADA A LOS MISMOS, Y LAS PERSONAS QUE FIRMEN EL PROSPECTO DE UNA EMISIÓN DE VALORES NEGOCIABLES CON OFERTA PÚBLICA, SERÁN RESPONSABLES DE TODA LA INFORMACIÓN INCLUIDA EN LOS PROSPECTOS POR ELLOS REGISTRADOS ANTE LA COMISIÓN NACIONAL DE VALORES. LAS ENTIDADES Y AGENTES INTERMEDIARIOS EN EL MERCADO QUE PARTICIPEN COMO ORGANIZADORES, O COLOCADORES EN UNA OFERTA PÚBLICA DE VENTA O COMPRA DE VALORES DEBERÁN REVISAR DILIGENTEMENTE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN LOS PROSPECTOS DE LA OFERTA. LOS EXPERTOS O TERCEROS QUE OPINEN SOBRE CIERTAS PARTES DEL PROSPECTO SÓLO SERÁN RESPONSABLES POR LA PARTE DE DICHA INFORMACIÓN SOBRE LA QUE HAN EMITIDO OPINIÓN.**

**LOS DIRECTORES Y SÍNDICOS DE LA EMISORA SON ILIMITADA Y SOLIDARIAMENTE RESPONSABLES POR LOS PERJUICIOS QUE LA VIOLACIÓN DE LAS DISPOSICIONES DE LA LEY DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES PRODUZCA A LOS OBLIGACIONISTAS, ELLO ATENTO LO DISPUESTO EN EL ARTÍCULO 34 DE LA LEY DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES.**

Al tomar decisiones de inversión respecto de las Obligaciones Negociables, el público inversor deberá basarse en su propio análisis de la Emisora, en los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables, y en los beneficios y riesgos involucrados. El contenido de este Prospecto y/o de los Suplementos de Prospecto correspondientes, no debe ser interpretado como asesoramiento legal, comercial, financiero, impositivo, cambiario y/o de otro tipo. El público inversor deberá consultar con sus propios asesores respecto de los aspectos legales, comerciales, financieros, impositivos, cambiarios y/o de otro tipo relacionados con su inversión en las Obligaciones Negociables.

No se ha autorizado a ningún organizador, agente colocador y/o a cualquier otra persona a brindar información y/o efectuar declaraciones respecto de la Emisora y/o de las Obligaciones Negociables que no estén contenidas en el presente Prospecto y/o en los Suplementos de Prospecto correspondientes, y, si se brindara y/o efectuara dicha información y/o declaraciones, las mismas no podrán ser consideradas autorizadas y/o consentidas por la Emisora y/o los correspondientes organizadores o agentes colocadores.

En caso que la Emisora se encontrara sujeta a procesos judiciales de quiebra, concursos preventivos, 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 emitidas bajo cualquier Clase y/o Serie, estarán sujetos a las disposiciones previstas por la Ley de Concursos y Quiebras N°24.522 y sus modificatorias, y demás normas aplicables a procesos de reestructuración empresariales.

**Ni este Prospecto ni los Suplementos de Prospecto correspondientes 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 las que poseyera y/o distribuyera este Prospecto y/o los Suplementos de Prospecto correspondientes, y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier jurisdicción a la que se encontraran sujetos y/o en la que realizarán dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni la Emisora, ni los correspondientes organizadores o agentes colocadores tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes.**

Ni la entrega de este Prospecto y/o de los Suplementos de Prospecto correspondientes, ni la venta de Obligaciones Negociables en virtud de los mismos, significarán, en ninguna circunstancia, que la información contenida en este Prospecto es correcta en cualquier fecha posterior a la fecha de este Prospecto.

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, podrán, de acuerdo a lo que se

reglamente en el Suplemento de Prospecto correspondiente, sobre adjudicar o efectuar operaciones que estabilicen o mantengan el precio de mercado de las Obligaciones Negociables ofrecidas a un nivel por encima del que prevalecería de otro modo en el mercado. Tales operaciones podrán efectuarse en los mercados autorizados por la CNV o de otro modo de acuerdo a 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 TITULAR 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 HAYA 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 cada Suplemento de Prospecto, el o los colocadores deberán indicar si llevarán a cabo operaciones de estabilización.

**Información Relevante**

El presente Prospecto contiene información relevante sobre la Emisora y hechos recientes ocurridos en Argentina. La Emisora no ha autorizado a ninguna otra persona a brindar otra información. La situación social, política, económica y legal en Argentina, y el marco regulatorio de las actividades de la Emisora, es susceptible de cambio y no puede preverse de qué modo y hasta qué punto algún cambio futuro en la situación descripta afectará a la Emisora. Todo potencial inversor debe tener presente la incertidumbre con respecto a la futura operatoria y situación financiera de la Emisora, así como los importantes riesgos relacionados con la inversión. Véase "*Factores de Riesgo*" en el presente Prospecto.

En el presente Prospecto, la Emisora utiliza los términos "Genneia", la "Sociedad", la "Compañía", la "Emisora", "nosotros" y "nuestro" para referirse a Genneia S.A., antes denominada "Emgasud S.A.". El término "Argentina" se refiere a la República Argentina. El término "Gobierno Nacional" o "Estado Nacional" se refiere al Gobierno de la Nación Argentina, el término "Banco Central" o "BCRA" se refiere al Banco Central de la República Argentina, y el término "Banco Nación" se refiere al Banco de la Nación Argentina. La Emisora también utiliza en este Prospecto diversos términos y abreviaturas específicas de la industria del gas y eléctrica de Argentina.

El presente Prospecto ha sido confeccionado exclusivamente para ser utilizado en relación con el Régimen de Emisor Frecuente. Cualquier consulta o requerimiento de información adicional con respecto al presente Prospecto o a las operaciones aquí contempladas, deberá dirigirse a la Emisora, al domicilio y teléfonos indicados en la contratapa.

La información contenida en este Prospecto con respecto a la situación política, legal y económica de Argentina ha sido obtenida de fuentes gubernamentales y otras fuentes públicas. La Emisora y su Directorio sólo serán responsables por la obtención de dicha información de manera precisa. No podrá considerarse que la información contenida en el presente Prospecto constituya una promesa o garantía, ya sea con respecto al pasado o al futuro. El Prospecto contiene resúmenes con respecto a términos de ciertos documentos propios que la Emisora considera precisos. Copias de dichos documentos serán puestas a disposición del inversor, si así lo solicitara, para completar la información resumida en el presente. Dichos resúmenes se encuentran condicionados en su totalidad a dichas referencias.

El contenido del presente Prospecto no deberá interpretarse como asesoramiento legal, impositivo, cambiario o de inversión. Todo potencial inversor deberá consultar a sus propios abogados, contadores y demás asesores con respecto a cualquier

aspecto jurídico, impositivo, comercial y/o financiero relacionado con el Régimen de Emisor Frecuente, incluyendo las características de los Títulos.

**Declaraciones Sobre Hechos Futuros**

Este prospecto contiene cierta información expresada en declaraciones sobre hechos futuros, entre ella, sin limitación, las expectativas de la Emisora sobre las condiciones de Argentina y la industria en la que opera, así como sobre el desempeño, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones futuros de la Emisora, sus gastos de capital, liquidez y estructura de capital. Las declaraciones sobre hechos futuros pueden identificarse con expresiones tales como "podrá", "podría", "considera", "anticipa", "proyecta", "planea", "prevé", "debería", "procura", "estima", "futuro", "potencial" o vocablos similares. Estas declaraciones incluyen expresiones sobre las actuales expectativas y presunciones de la Emisora y no representan garantías de desempeño futuro. Si bien la Emisora considera que estas expectativas y presunciones son razonables, las declaraciones sobre hechos futuros están sujetas a diversos riesgos e incertidumbres, la mayoría de los cuales son difíciles de predecir y muchos de los cuales son ajenos al control de la Emisora. Al evaluar las declaraciones sobre hechos futuros, deberán considerarse los factores descriptos en "*Información Clave sobre la Emisora - Factores de Riesgo*" y otras declaraciones precautorias incluidas en este prospecto. Estos "Factores de Riesgo" y otras declaraciones describen circunstancias que podrían hacer que los resultados reales difieran significativamente de los expresados en cualquier declaración sobre hechos futuros. En consecuencia, se advierte a los inversores que no confíen excesivamente en las declaraciones sobre hechos futuros como si fueran predicciones de resultados reales.

Los riesgos e incertidumbres que pueden afectar las declaraciones sobre hechos futuros de la Emisora incluyen, sin limitación, los siguientes:

- condiciones políticas, macroeconómicas y sociales en la Argentina;
- incertidumbre sobre el efecto que podrían tener los resultados de las próximas elecciones electorales en el negocio de la Sociedad;
- cambios en políticas gubernamentales y su efecto en la economía y en el sector de la electricidad;
- la inflación;
- fluctuaciones en los tipos de cambio, incluida una devaluación significativa del Peso Argentino;
- controles cambiarios, restricciones a transferencias al extranjero y restricciones a la entrada y salida de capitales;
- disponibilidad de financiamiento en términos razonables, por ejemplo, como resultado de las condiciones de los mercados regionales e internacionales;
- las políticas y regulaciones que afectan al sector eléctrico de la Argentina;
- las condiciones de mercado en el sector eléctrico, entre ellas cambios en el suministro y la demanda y en la capacidad de pago de los clientes de la Emisora;
- la capacidad de la Emisora para completar sus planes de ampliación de acuerdo con lo planificado, en forma oportuna y dentro del presupuesto previsto, así como su capacidad de resultar adjudicataria de nuevos proyectos de generación energética;
- nuestra capacidad para realizar adquisiciones en términos favorables, o en absoluto;
- la competencia en los mercados en la que opera la Emisora;
- limitaciones al transporte y distribución en la Argentina;
- la disponibilidad de las plantas de la Emisora;
- incertidumbre sobre la exactitud de las presunciones y estimaciones de la Emisora con respecto a los recursos eólicos y solares, velocidad del viento y factores de carga esperados disponibles en los parques eólicos en operación y los proyectos de parques eólicos y solares de la Emisora;
- la capacidad financiera y voluntad de CAMMESA, y de ENARSA., en la que el estado argentino posee una participación significativa, de cumplir con sus obligaciones de pago bajo los PPA de la Emisora y la capacidad de la Emisora de percibir puntualmente las sumas a cobrar de CAMMESA o de ENARSA y otros clientes;

- la capacidad de la Emisora de renovar o celebrar nuevos PPA para la venta de capacidad de generación y electricidad en términos favorables, o en lo absoluto;
- riesgos operacionales relacionados con la generación de energía eléctrica;
- la capacidad de la Emisora de retener a miembros clave de la gerencia de primera línea y empleados técnicos;
- la relación de la Emisora con sus empleados;
- acontecimientos macroeconómicos o políticos en otros países que afecten la situación de la Argentina;
- caídas y cambios en los mercados de capitales que puedan afectar las percepciones respecto de la Argentina o empresas argentinas; y
- otros factores identificados en la sección "*Información Clave sobre la Emisora - Factores de Riesgo*".

Las declaraciones sobre hechos futuros contenidas en este Prospecto se refieren únicamente a la fecha del presente Prospecto y la Emisora no asume obligación alguna de actualizar las declaraciones sobre hechos futuros u otra información con el propósito de reflejar eventos o circunstancias ocurridos con posterioridad a la fecha de este Prospecto.

**Términos Técnicos y Regulatorios**

A los fines de este Prospecto, salvo donde el contexto requiera otra interpretación,

- Las referencias a "**Genneia**", la "**Compañía**", la "**Sociedad**", la "**Emisora**", "**nosotros**" y "**nuestro**" corresponden a Genneia S.A. y sus subsidiarias;
- Las referencias a "**US$**" y "**Dólares**" corresponden a Dólares Estadounidenses, y las referencias a "**AR$**", "**Ps**.", "**Pesos**" y "**Pesos Argentinos**" corresponden a Pesos Argentinos;
- "**Acuerdo Marco**" alude al Acuerdo Marco celebrado entre la Emisora y la SE el 18 de abril de 2012, con sus modificaciones periódicas;
- "**AFIP**" significa la Administración Federal de Ingresos Públicos;
- "**Alstom**", significa Alstom Argentina S.A.;
- **"CAMMESA"** significa la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima, una sociedad anónima sin fines de lucro creada de acuerdo con la Ley de Electricidad y el Decreto N°1192/1992, es propiedad del gobierno argentino en un 20% y de cuatro asociaciones más que representan agentes del MEM con la tenencia del 80% restante, las cuales están encargadas de la administración del WEM y el despacho de la electricidad al SADI;
- "**Capacidad Instalada**" corresponde al monto de MW que una turbina está destinada a producir al momento de su instalación (capacidad nominal);
- "**Capacidad en Firme**" corresponde a la capacidad reconocida y remunerada a cada unidad de generación de energía por estar disponible para cubrir la de Beneficios Fiscales otorgados por manda en horas pico;
- **"Centrales de la Costa"** significa Centrales de la Costa Atlántica S.A., una sociedad controlada por la Provincia de Buenos Aires y socia en el *joint venture* Vientos de Necochea S.A., sociedad de propósito específico propietaria del parque eólico Necochea;
- "**Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum**" alude, en conjunto, la central solar fotovoltaica de propiedad de Ullum 1, a la central solar fotovoltaica de propiedad de Ullum 2 y a la central solar fotovoltaica de Ullum 3;
- "**CIADI**" significa el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones;
- **"CNDC"** significa la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia;
- "**Contrato MEM**" significan los PPAs celebrados entre CAMMESA y la Emisora conforme los cuales la Emisora abastece capacidad en firme (solamente en el caso de nuestras centrales térmicas) y electricidad al MEM, administrado por CAMMESA.
- **"Deuda Corriente"** se refiere a los préstamos corrientes (incluyendo, sin carácter taxativo, las obligaciones negociables) que se exponen en los estados financieros de la Emisora. Véase la nota 5(i) a los estados financieros anuales;

- "**Deuda No Corriente**" se refiere a los préstamos no corrientes (incluyendo, sin carácter taxativo, las obligaciones negociables) que se exponen en los estados financieros de la Emisora. Véase la nota 5(i) a los estados financieros anuales;
- "**Deuda Total**" se refiere a los préstamos corrientes y no corrientes (incluyendo, sin carácter limitativo, las obligaciones negociables) que se exponen en los estados financieros de la Emisora. Véase la nota 5(i) a los estados financieros anuales;
- "**ENARGAS**" corresponde al Ente Nacional Regulador del Gas.
- **"ENARSA"** significa Energía Argentina Sociedad Anónima, denominada "Integración Energética Argentina Sociedad Anónima" entre 2017 y 2022, una sociedad anónima controlada y administrada por el gobierno argentino cuyo objeto es la exploración, explotación y comercialización de petróleo y gas natural, al igual que la generación, transmisión y comercialización de electricidad;
- "**Endeudamiento Neto**" significa el endeudamiento total neto en efectivo o equivalentes;
- "**ENERSUD**" corresponde a la subsidiaria Enersud Energy S.A.U. de la Emisora.
- "**ENRE**" corresponde al Ente Nacional Regulador de la Electricidad.
- **"Esquema de Remuneración de Energía Base"** significa el esquema de remuneración establecido por la Resolución N° 19/2017 y modificado por la Resolución N° 1/2019, la Resolución N° 31/2020 (la cual tuvo efectos a partir del 1 de febrero de 2020), y sucesivas Resoluciones.
- "**Factor de Carga**" corresponde al índice de la producción real del parque eólico durante un período de tiempo sobre su producción potencial si éste pudiera operar a capacidad nominal plena en forma continua durante dicho período;
- "**Factor de Disponibilidad**" corresponde al porcentaje de horas que una unidad de generación de energía está disponible para generar electricidad en el período en cuestión, ya sea que la unidad sea o no efectivamente usada para generar y entregar energía;
- **"Fecha de Inicio de Operación Comercial" o "FOC"** corresponde a la fecha en que CAMMESA o ENARSA certifican como el inicio de la operación comercial de una central de generación de energía o un parque eólico bajo el PPA respectivo;
- "**FMI**" significa Fondo Monetario Internacional;
- "**FODER**" corresponde al Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables, un fondo creado para afectar sus activos al otorgamiento de préstamos, realizar aportes de capital, y para la adquisición de todos los demás instrumentos financieros destinados a la ejecución, garantía y financiación de proyectos de generación de electricidad de fuentes renovables que reúnan los requisitos a tales efectos;
- "**GEDESA**" significa "Genneia Desarrollos S.A.";
- "**GETSA**" significa "Generadora Eléctrica de Tucumán S.A.";
- "**GW**," "**GWm**" y "**GWh**" corresponden a gigawatts, gigawatt por mes y gigawatt por hora, respectivamente;
- "**INDEC**" significa el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos;
- **"IPC"** significa el índice de precios al consumidor;
- "**IPIM**" significa el Índice Precio Internos al por Mayor;
- "**km**" corresponde a kilómetros;
- "**kV**" corresponde a kilovoltios;
- "**kW**" y "**kWh**" corresponde a kilowatts y kilowatts por hora, respectivamente;
- "**Ley de Electricidad**" alude a la Ley N°24.065 (y a su respectivo decreto reglamentario N°1398/1992) la cual, junto con otras reglamentaciones aplicables, establecen el marco regulatorio fundamental del sector eléctrico de Argentina.
- "**Leyes de Energías Renovables**" corresponde al régimen introducido por la Ley N°26.190 de Argentina, modificada por la Ley N°27.191;
- "**Licitación**" corresponde a una convocatoria a licitación pública;

- **"Loma Negra**" significa Loma Negra C.I.A.S.A.;
- "**m3**" y "**m3d**" corresponden a metros cúbicos y metros cúbicos por día, respectivamente;
- "**Madryn I**" alude al parque eólico Madryn I, con una capacidad instalada de 51 MW, ubicado en las cercanías de la Ciudad de Madryn, Provincia del Chubut, propiedad de la Emisora;
- "**Madryn II**" alude al parque eólico Madryn II, con una capacidad programada de 150 MW, ubicado en las cercanías de la Ciudad de Madryn, Provincia del Chubut, propiedad de la Emisora;
- "**MEM**" corresponde al mercado eléctrico mayorista administrado por CAMMESA;
- "**MEG**" corresponde a Mercado Electrónico de Gas (MEG) Sociedad Anónima;
- "**Ministerio de Economía**" significa el Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Finanzas Públicas, anteriormente denominado Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación;
- "**Ministerio de Energía**" corresponde al Ministerio de Energía de Argentina de la Nación;
- "**Ministerio de Planificación**" corresponde al Ministerio del Interior, Obras Públicas y Vivienda de Argentina, anteriormente el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios;
- "**MMBtu**" significa un millón de Unidades Térmicas Británicas, por su nombre en inglés, British Thermal Unit;
- "**mmcfd**" corresponde a millones de pies cúbicos por día;
- "**MW**," "**MWm**" y "**MWh**" corresponden a megawatts, megawatts por mes y megawatts por hora, respectivamente;
- "**NIIF**" significan las Normas Internacionales de Información Financiera;
- "**Nordex**" significa, según el contexto lo requiera, Nordex Windpower S.A., Nordex Energy GmbH o cualquier afiliada relevante de las mismas.
- "**OCDE**" Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico;
- "**Parque Eólico Loma Blanca IV**" una sociedad anónima constituida en 2009 como vehículo de propósito específico para el desarrollo, construcción y operación del "Parque Eólico Trelew", anteriormente denominada Isolux Corsán Energías Renovables S.A. (ICERSA);
- "**Parque Eólico Madryn**" o "**Madryn I y II**": alude, en conjunto, a los parques eólicos Madryn I y Madryn II;
- **"Parque Eólico Trelew"** se refiere a la actual denominación comercial del parque eólico Loma Blanca IV, con una capacidad instalada de 51 MW y ubicado en las cercanías de la Ciudad de Trelew, Provincia del Chubut, propiedad de la sociedad denominada Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.;
- "**PBI**" significa el Producto Bruto Interno;
- "**PPA**" corresponde, por sus siglas en inglés, a los contratos de compraventa de energía eléctrica;
- "**Programa de Energías Renovables**" y "**Ley de Energías Renovables**" corresponden al Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica introducido por las Leyes de Energías Renovables y las normas reglamentarias dictadas por el Ministerio de Energía, incluyendo la Resolución N° 712/2009 y la Resolución N° 202-E/2016;
- "**Programa de Energía Térmica**" se define como el Programa de Desarrollo de Estructuras de Nuevas Energías Distribuidas introducidas por la Resolución N° 220/2007 de la SE y N°1836/2007 tal y como fuere enmendado por la Resolución N° 21/2016 de la ex SEE;
- "**Protocolo de Kioto**" corresponde al tratado de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, en virtud del cual ciertos países industrializados que ratificaron sus términos se comprometen a reducir sus emisiones de gas invernadero en 5% promedio, en comparación con sus niveles de emisión de 1990, desde 2008 hasta 2012;
- **"Reducciones de Emisiones Certificadas" o "REC"** corresponde a créditos de carbono o compensaciones de carbono, emitidas a cambio de una reducción de emisiones de carbono a la atmósfera mediante proyectos bajo el mecanismo de desarrollo limpio del Protocolo de Kioto;
- "**SADI**" corresponde al Sistema de Interconexión Nacional;
- "**SCADA**" corresponde al Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos;

- "**SE**" corresponde a la Secretaría de Energía de la Nación;
- "**SEE**" corresponde a la ex Secretaría de Energía Eléctrica;
- "**TGS**" significa Transportadora de Gas de Sur S.A., la empresa de transportación de gas natural más grande de Argentina;
- **"Ullum 1"** alude a Ullum 1 Solar S.A.U., sociedad vehículo de propósito específico para el desarrollo, construcción y operación de la central solar fotovoltaica Ullum 1, con una capacidad instalada de 25 MW y ubicado en la Provincia de San Juan;
- **"Ullum 2**" alude a Ullum 2 Solar S.A.U., sociedad vehículo de propósito específico para el desarrollo, construcción y operación de la central solar fotovoltaica Ullum 2, con una capacidad instalada de 25 MW y ubicado en la Provincia de San Juan;
- **"Ullum 3"** alude a Ullum 3 Solar S.A.U., sociedad vehículo de propósito específico para el desarrollo, construcción y operación de la central solar fotovoltaica Ullum 3, con una capacidad instalada de 32 MW y ubicado en la Provincia de San Juan;
- "**UNIREN**" corresponden a la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos;
- "**Vestas**" corresponde, según lo requiera el contexto, a Vestas Wind Systems A/S, Vestas Chile Turbinas Eólicas Limitada, Vestas Argentina S.A. o a cualquiera de sus respectivas afiliadas; y
- "**YPF**" significa Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad Anónima.

Salvo indicación en contrario, las estadísticas brindadas en este prospecto en relación con las unidades generadoras de energía están expresadas en MW, en el caso de la capacidad instalada de dichas unidades generadoras de energía, y en GWh, en el caso de la producción de electricidad total de dichas unidades generadoras de energía. Un GW es equivalente a 1.000 MW y un MW es equivalente a 1.000 kW. Las estadísticas correspondientes a producción de electricidad anual total están expresadas en GWh y se basan en un año de 8.760 horas al año.

## III. INFORMACIÓN DE LA EMISORA

### RESUMEN

El siguiente resumen destaca cierta información importante de este Prospecto. Sin embargo, no contiene toda la información que puede ser importante para los inversores a efectos de adoptar la decisión de invertir en las Obligaciones Negociables. La Emisora insta a los inversores a leer y examinar cuidadosamente este Prospecto en su totalidad, y en particular las secciones tituladas "Factores de Riesgo" y "Antecedentes Financieros - Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera" y los estados financieros incluidos en el presente, para una comprensión más cabal de los negocios de la Emisora.

### INTRODUCCIÓN

Genneia es la compañía líder en energía renovable en Argentina, operando aproximadamente el 20% de la capacidad instalada eólica y solar del país al 31 de diciembre 2023. Genneia cuenta con experiencia en todo el ciclo de generación de energía eléctrica: desde la prospección y el desarrollo de proyectos, hasta la construcción y la operación de plantas de energía, tanto de fuentes renovables como convencional. A la fecha de este Prospecto, tenemos una capacidad instalada bruta de 1.367 MW (1.004 MW de energía renovable y 363 MW de energía convencional). Derivamos nuestros ingresos principalmente de PPAs denominados en Dólares Estadounidenses a largo plazo, que nos brindan una proyección de ingresos estables y predecibles. En el año finalizado el 31 de diciembre de 2023, los ingresos por ventas fueron de $ 95.922 millones (US$ 285,4 millones); 80% provino de energía renovable, 16% de energía convencional y 3% de otros segmentos) y el EBITDA ajustado totalizó $ 69.047 millones (US$ 219.8 millones).

**Nuestra misión.** Genneia tiene como misión proveer energía eléctrica confiable y sustentable. Genneia es pionera en la generación de energía a través de fuentes renovables de Argentina y está comprometida con los más altos estándares ambientales. En 2010, construimos el primer parque eólico a gran escala de Argentina, ubicado en la provincia de Chubut. Alineados con nuestra estrategia a largo plazo, durante los últimos años hemos experimentado una gran transformación hacia un perfil energético más sustentable. Desde 2016, hemos iniciado un plan de expansión en proyectos de energía renovable por más de US$1.200 millones, aumentando nuestra capacidad instalada de energía renovable en más de 785 MW e incorporando un total de 16 proyectos. La energía renovable representó el 91% de nuestra generación total al 31 de diciembre de 2023.

**Segmento de energías renovables.** Genneia posee y opera activos de generación de energía eólica de alta calidad utilizando equipamiento y tecnología de punta. Al haber sido uno de los primeros participantes en el mercado renovable, la Emisora se aseguró el acceso a ubicaciones de primer nivel, con fuertes recursos eólicos y solares, y con acceso al tendido eléctrico. La mayoría de nuestros parques eólicos, a la fecha del presente Prospecto, están ubicados en la Provincia de Chubut, en la región de la Patagonia en Argentina, a excepción de Villalonga I, Villalonga II y Necochea, que se encuentran ubicados en el sur de la Provincia de Buenos Aires; y Pomona I y II que se encuentran en la provincia de Río Negro. Asimismo, Genneia posee tres parques solares en la provincia de San Juan, denominados Ullum (I,II & III), Sierras de Ullum y Tocota III. En el año 2023, el factor de carga promedio de nuestros parques eólicos y solares promediaron 45,7% y 26,1%, respectivamente. La Emisora generó un total de 3.487 GWh de energía eléctrica renovable en 2023, representando aproximadamente el 20% de la energía solar y eólica generada en el país durante dicho año, de acuerdo con la información publicada por CAMMESA.

**Segmento de energías convencionales.** Genneia tiene una experiencia significativa en el desarrollo y operación de centrales de generación de energía térmica. En la actualidad, la Compañía opera dos centrales térmicas con una capacidad instalada total de 363 MW, estratégicamente ubicadas en las provincias de Buenos Aires y Tucumán. Estas centrales ubicadas en la Provincia de Buenos Aires, debido a la tecnología que poseen sus unidades generadoras, cumplen la función de aportar energía a la red interconectada Nacional durante los picos de demanda ("despacho de punta") y compensan la intermitencia de la red provocada por el crecimiento de las energías renovables en Argentina. En consecuencia, la parte más significativa de los ingresos de este segmento, provienen de la venta de capacidad en firme de las centrales térmicas ubicadas en la Provincia de Buenos Aires. Por lo tanto, el indicador del rendimiento operativo de nuestros activos térmicos es el factor de disponibilidad, el cual ha alcanzado el 92,3% en el año finalizado el 31 de diciembre de 2023.

**Otros segmentos.** Genneia también se dedica a la compraventa de gas natural a través del MEG, con empresas de generación de energía y grandes usuarios de gas natural para usos industriales, entre otros y a la comercialización de capacidad de transporte de gas natural asignada a la Compañía.

**LOS ACTIVOS DE GENNEIA**

A continuación, se detalla información relativa a los proyectos operativos, sobre los cuales la Emisora ya posee PPAs adjudicados a la fecha del presente:

| Proyecto | Tipo de Energía | Estado | FOC (5) | MW | Tarifas (1) | Regulación PPA(2) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Rawson I | Eólica | Operativa | enero 2012 | 52,50 | 128,7 | GENREN |
| Rawson II | Eólica | Operativa | enero 2012 | 31,15 | 124,2 | GENREN |
| Rawson III | Eólica | Operativa | diciembre 2017 | 25,05 | - | MATER |
| Trelew | Eólica | Operativa | agosto 2013 | 51,00 | 127,0 | GENREN |
| Madryn I | Eólica | Operativa | noviembre 2018 | 71,10 | 76,2 | Res. 202 |
| Madryn II | Eólica | Operativa | septiembre 2019 | 151,20 | 76,2 | Res. 202 |
| Villalonga I | Eólica | Operativa | diciembre 2018 | 51,75 | 55,0 | RenovAr |
| Villalonga II | Eólica | Operativa | febrero 2019 | 3,45 | - | MATER |
| Pomona I | Eólica | Operativa | julio 2019 | 101,40 | 54,9 | RenovAr |
| Pomona II | Eólica | Operativa | agosto 2019 | 11,70 | - | MATER |
| Chubut Norte I | Eólica | Operativa | diciembre 2018 | 28,80 | 66,0 | RenovAr |
| Chubut Norte II | Eólica | Operativa | marzo 2021 | 26,28 | - | MATER |
| Chubut Norte III (3) | Eólica | Operativa | febrero 2021 | 57,66 | 38,9 | RenovAr |
| Chubut Norte IV (3) | Eólica | Operativa | febrero 2021 | 83,22 | 38,9 | RenovAr |
| Necochea (4) | Eólica | Operativa | febrero 2020 | 37,95 | 55,5 | RenovAr |
| Ullum I | Solar | Operativa | diciembre 2018 | 25,00 | 53,7 | RenovAr |
| Ullum II | Solar | Operativa | diciembre 2018 | 25,00 | 55,2 | RenovAr |
| Ullum III | Solar | Operativa | diciembre 2018 | 32,00 | 57,6 | RenovAr |
| Sierras de Ullum | Solar | Operativa | marzo 2023 | 78,00 | - | MATER |
| Tocota III | Solar | Operativa | febrero 2024 | 60,00 | - | MATER |
| Bragado II | Térmica | Operativa | febrero 2017 | 58,01 | 25.000 | Res. 21 |
| Bragado III | Térmica | Operativa | mayo 2017 | 60,30 | 19.000 | Res. 21 |

(1) Tarifa expresada en Dólares Estadounidenses: (i) para energía térmica: mensual por MW de capacidad instalada, y (ii) para energía renovable: en MW/hora por la electricidad efectivamente despachada. En particular para los PPAs RenovAr y Res. 202, no se incluye el factor de ajuste anual.

(2) CAMMESA es la contraparte de los PPAs RenovAr, GENREN, Resolución 202, Resolución 220 y Resolución 21. Grandes usuarios industriales son la contraparte de los PPAs MATER.

(3) Genneia tiene una participación accionaria del 51%.
(4) Genneia tiene una participación accionaria del 50%.
(5) Fecha de operación comercial en la cual quedó habilitado el 100% de los parques.

A continuación, se detalla información relativa a los proyectos operativos, sobre los cuales Genneia no posee PPAs y se rigen por el Esquema de Remuneración de Energía Base:

| Proyecto | Tipo de Energía | Estado | MW |
|---|---|---|---|
| Cruz Alta | Térmica | Operativa | 245,0 |

El siguiente mapa muestra la ubicación geográfica de nuestras centrales operativas a la fecha de este Prospecto.

| Activos Operativos | Capacidad Instalada (MW) | Inicio Operaciones |
|---|---|---|
| **Éolico** | | |
| 1 Rawson I | 53 | Ene-12 |
| 1 Rawson II | 31 | Ene-12 |
| 1 Rawson III | 25 | Dic-17 |
| 1 Trelew | 51 | Ago-13 |
| 1 Madryn I | 71 | Nov-18 |
| 1 Madryn II | 151 | Sep-19 |
| 1 Chubut Norte I | 29 | Dic-18 |
| 1 Chubut Norte II | 26 | Mar-21 |
| 1 Chubut Norte III | 58 | Feb-21 |
| 1 Chubut Norte IV | 83 | Feb-21 |
| 2 Villalonga I | 52 | Dic-18 |
| 2 Villalonga II | 3 | Feb-19 |
| 3 Pomona I | 101 | Jul-19 |
| 3 Pomona II | 12 | Ago-19 |
| 4 Necochea | 38 | Feb-20 |
| 5 La Elbita | 162 | 4T 2024E |
| **Solar** | | |
| 6 Ullum 1 | 25 | Dic-18 |
| 6 Ullum 2 | 25 | Dic-18 |
| 6 Ullum 3 | 32 | Dic-18 |
| 6 Sierras de Ullum | 78 | Mar-23 |
| 7 Tocota III | 60 | Feb-24 |
| 6 Los Molles | 93 | 1S 2025E |
| **Térmico** | | |
| 8 Bragado II & III | 118 | Feb-17 |
| 9 Cruz Alta | 245 | Ene-02/Feb-03 |

**Evolución de la capacidad Instalada.** La operación comercial de los parques eólicos Rawson I y II comenzó en enero de 2012; el Parque Eólico Trelew, adquirido en noviembre de 2017, había comenzado a operar en agosto de 2013; el parque eólico Rawson III inició su operación comercial en diciembre de 2017; el parque eólico Madryn I empezó a operar en noviembre de 2018; los parques eólicos Chubut Norte I, Villalonga I y Villalonga II comenzaron a operar en diciembre de 2018; el parque eólico Pomona I empezó a operar en julio 2019; el parque eólico Pomona II en agosto 2019, el parque eólico Madryn II inició su operación en septiembre 2019 y el parque eólico Necochea recibió habilitación comercial en febrero de 2020. Las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum iniciaron su operación en diciembre 2018. En febrero 2021, los parques eólicos Chubut Norte III y Chubut Norte IV obtuvieron la habilitación comercial. En marzo de 2021, el parque eólico Chubut Norte II obtuvo la habilitación comercial. Las centrales térmicas Bragado II y III comenzaron su operación comercial entre febrero y mayo de 2017, mientras que la central térmica de Cruz Alta comenzó a operar en 2002 y 2003 y fue adquirida en agosto de 2017. En marzo 2023, el parque solar Sierras de Ullum obtuvo la habilitación comercial para el total de la capacidad instalada, habiendo obtenido habilitaciones comerciales parciales: (i) 22MW en enero 2023; (ii) 36 MW febrero 2023; y (iii) 20 MW en marzo 2023. A la fecha del presente Prospecto, el parque solar Tocota III ha obtenido la habilitación comercial para una potencial nominal total de 60 MW. Dicha habilitación comercial se obtuvo de manera parcial en tres tramos, habiéndose cumplido el siguiente cronograma: (i) 22 MW en diciembre 2023; (ii) 18 MW en enero 2024; y (iii) 20 MW en febrero 2024. La Emisora ha alcanzado una sólida trayectoria en el mantenimiento de la disponibilidad de sus centrales, registrando en sus parques eólicos un factor de disponibilidad promedio de 95,0%, en sus

parques solares un factor de disponibilidad del 73,9% y en sus centrales termoeléctricas un promedio ponderado en su factor de disponibilidad de 92,3% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

**Nuestros PPAs**. Genneia genera principalmente todos sus ingresos de PPAs celebrados a largo plazo, denominados en Dólares Estadounidenses, que le proporcionan un flujo estable y previsible de efectivo. Al 31 de diciembre de 2023, 88% de nuestros ingresos provienen de PPAs denominados en Dólares Estadounidenses firmados con CAMMESA y grandes usuarios industriales. La gran mayoría de los activos renovables de Genneia que entraron en operación comercial entre 2018 y 2023 cuentan con PPAs adjudicados bajo el programa RenovAr y Resolución N° 202/2016, los cuales tienen un plazo de 20 años, están denominados en Dólares Estadounidenses poseen el respaldo de las garantías FODER y Soberana y, algunos de ellos, cuentan con garantía del Banco Mundial. Al 31 de diciembre de 2023, los PPAs RenovAr y Resolución 202 representan 54% de nuestros ingresos. El resto de los PPAs que tiene a CAMMESA como contraparte son (i) GENREN (la primera licitación pública en Argentina) que representa el 20% de nuestros ingresos al 31 de diciembre de 2023 y (ii) Resolución 21 (licitación de generación térmica adjudicada en 2016), representa el 12% de nuestros ingresos al 31 de diciembre de 2023. Los PPAs MATER representan el 9% de nuestros ingresos al 31 de diciembre de 2023, los grandes usuarios industriales que han firmado contrato son Loma Negra, Compañía de Alimentos Fargo S.A. (Bimbo), Cargill, Royal Canin S.A., Banco Macro S.A., Oroplata S.A. (Goldcorp), Pilkington Automotive Argentina S.A., McCain Argentina, Meranol S.AC.I., Curtiembre Arlei S.A., Bemis Argentina S.A.U., Grupo dos Leguas S.A.U., Tetrapak S.R.L., Vidriería Argentina S.A., Mondelez S.A., Mercedes Benz, Saint-Gobain Argentina S.A., Saint-Gobain Placo S.A., Aeropuertos Argentina 2000 S.A., Terminal de Fertilizantes Argentinos S.A., Bunge Argentina S.A., Vista Energy Argentina S.A.U., AstraZeneca S.A., Telecom Argentina S.A., Cinergia Argentina S.A., Princz S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Petroquimica Cuyo S.A.I.C. y Bayer S.A.

**Principales fortalezas de los PPAs RenovAr y Resolución N° 202/2016.** El programa RenovAr se enmarca en la Ley de Energías Renovables (Ley 27.191) aprobada en 2015. A continuación, se enumeran las principales características crediticias de los contratos del Programa RenovAr, los cuales son los fundamentos detrás de una proyección de ingresos estables y previsibles en Dólares Estadounidenses a largo plazo:

**Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables.** Las obligaciones de CAMMESA en virtud de los PPAs del Programa RenovAr se encuentran garantizadas por el FODER, fondo creado por la Ley 27.191 donde el gobierno argentino se ha constituido como fiduciante y el Banco de Inversión y Comercio Exterior ("**BICE**") como fiduciario.

El FODER cuenta con dos garantías de pago:

i. **Garantía de pago de la energía**: Los pagos de energía mensuales en virtud del PPA son garantizados por el FODER, que cuenta con una única cuenta de reserva separada a 12 meses para los contratos RenovAr 1.0, 1.5 y Resolución N° 202/2016, y de 6 meses para los contratos RenovAr 2.0, en respaldo de los pagos de facturas mensuales a los generadores. Gracias a la Garantía de pago de la energía de FODER, los ingresos mensuales del periodo 2022 y 2023 se han recibido de acuerdo con lo establecido en los PPAs: dentro de los 42 días posteriores a la fecha de facturación.
ii. **Garantía de pago del proyecto**: En caso de incumplimiento de pago de CAMMESA y/o causales de rescisión, el FODER garantiza asimismo el pago del precio de la eventual opción de venta del proyecto, que puede ser ejercida por el vendedor en determinados supuestos.

**Garantía Soberana**. En caso de corresponder y que el FODER no cuente con las sumas adeudadas desde las cuentas de garantía, el fiduciario le solicita al fiduciante el aporte de fondos.

**Garantía del Banco Mundial.** En caso de que el Soberano no cuente con los fondos suficientes para responder a su garantía, el Banco Mundial ha garantizado parcialmente la Garantía Soberana. Según el Acuerdo de Indemnidad firmado entre el Banco Mundial y la República Argentina, en caso de que el Banco Mundial deba abonar esta garantía, el soberano deberá

reponer dichos fondos inmediatamente. De no hacerlo, el soberano se enfrenta a la posibilidad de que el Banco Mundial suspenda, cancele o acelere sus líneas de financiamiento con la República Argentina.

Los activos renovables de Genneia que cuentan con estas garantías son:

| Proyecto | Tipo de Energía | Estado | FOC | MW | PPA | FODER | Banco Mundial |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Madryn I | Eólica | Operativa | noviembre 2018 | 71,10 | Res. 202 | SI | NO |
| Madryn II | Eólica | Operativa | septiembre 2019 | 151,20 | Res. 202 | SI | NO |
| Villalonga I | Eólica | Operativa | diciembre 2018 | 51,75 | RenovAr | SI | SI |
| Pomona I | Eólica | Operativa | julio 2019 | 101,40 | RenovAr | SI | SI |
| Chubut Norte I | Eólica | Operativa | diciembre 2018 | 28,80 | RenovAr | SI | SI |
| Chubut Norte III | Eólica | Operativa | febrero 2021 | 57,66 | RenovAr | SI | NO |
| Chubut Norte IV | Eólica | Operativa | febrero 2021 | 83,22 | RenovAr | SI | NO |
| Necochea | Eólica | Operativa | febrero 2020 | 37,95 | RenovAr | SI | NO |
| Ullum I | Solar | Operativa | diciembre 2018 | 25,00 | RenovAr | SI | NO |
| Ullum II | Solar | Operativa | diciembre 2018 | 25,00 | RenovAr | SI | NO |
| Ullum III | Solar | Operativa | diciembre 2018 | 32,00 | RenovAr | SI | NO |
| Total | - | - | - | 633,08 | - | - | NO |

**Desempeño operativo**

Las centrales de generación de energía eléctrica de la Compañía son modernas, confiables y eficientes para el sector eléctrico argentino. Todas las unidades de generación de energía renovable en Argentina cuentan con el beneficio de la prioridad de despacho y su remuneración se basa en la energía efectivamente despachada a la red nacional. En cambio, las centrales térmicas reciben sus ingresos principalmente por la disponibilidad de su capacidad instalada. En consecuencia, la energía producida y la disponibilidad son factores que guían el rendimiento operativo de nuestros activos renovables y térmicos, respectivamente.

Desde el inicio de su operación comercial en 2012, los parques eólicos Rawson I y II vienen generando electricidad sin mayores interrupciones y han obtenido un factor de carga promedio de 38,3% al 31 de diciembre de 2023. Por otro lado, el parque eólico Rawson III ha obtenido un factor de carga promedio de 46,9% al 31 de diciembre de 2023. El parque eólico Trelew, que adquirimos en noviembre de 2017, ha alcanzado un factor de carga promedio de 34,6% al 31 de diciembre de 2023. Nuestros parques eólicos, que entraron en operación comercial desde noviembre de 2019, han promediado un factor de carga de 44,9% durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023. Además, hemos logrado un sólido historial de mantener la disponibilidad de nuestras plantas térmicas, con un factor de disponibilidad promedio ponderado de 92,3% durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023.

| | | | | Venta de energías renovables (GWh) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Activo** | **Tipo de energía** | **FOC** | **MW** | **2023** | **2022** | **2021** |
| Rawson I | Eólica | enero 2012 | 52,50 | 173 | 168 | 164 |
| Rawson II | Eólica | enero 2012 | 31,15 | 106 | 104 | 102 |
| Rawson III | Eólica | diciembre 2017 | 25,05 | 103 | 106 | 103 |
| Trelew | Eólica | agosto 2013 | 51,00 | 154 | 150 | 144 |
| Madryn I | Eólica | noviembre 2018 | 71,10 | 307 | 308 | 305 |
| Madryn II | Eólica | septiembre 2019 | 151,20 | 639 | 643 | 625 |
| Villalonga I | Eólica | diciembre 2018 | 51,75 | 225 | 247 | 231 |
| Villalonga II | Eólica | febrero 2019 | 3,45 | 15 | 16 | 15 |
| Pomona I | Eólica | julio 2019 | 101,40 | 393 | 417 | 367 |
| Pomona II | Eólica | agosto 2019 | 11,70 | 49 | 53 | 47 |
| Chubut Norte I | Eólica | diciembre 2018 | 28,80 | 131 | 129 | 126 |
| Necochea [(1)] | Eólica | febrero 2020 | 37,95 | 155 | 151 | 158 |
| Chubut Norte II | Eólica | marzo 2021 | 26,28 | 85 | 99 | 88 |
| Chubut Norte III [(1)] | Eólica | febrero 2021 | 57,66 | 219 | 247 | 211 |
| Chubut Norte IV [(1)] | Eólica | febrero 2021 | 83,22 | 384 | 378 | 319 |
| Ullum I | Solar | diciembre 2018 | 25,00 | 61 | 63 | 61 |
| Ullum II | Solar | diciembre 2018 | 25,00 | 63 | 64 | 63 |

| Activo | Tipo de energía | FOC | MW | Venta de energías renovables (GWh) 2023 | 2022 | 2021 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Ullum III | Solar | diciembre 2018 | 32,00 | 80 | 82 | 80 |
| Sierras de Ullum | Solar | marzo 2023 | 78,00 | 152 | - | - |
| Tocota III | Solar | dic 2023/feb 2024 | 60,00 | 0 | - | - |

(i) Corresponden a negocios conjuntos que posee la Sociedad.

| Activo | Tipo de energía | FOC | MW | Factor de disponibilidad térmica (%) 2023 | 2022 | 2021 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Bragado II | Térmica | febrero 2017 | 58,01 | 98,1 | 89,2 | 91,0 |
| Bragado III | Térmica | mayo 2017 | 60,30 | 99,4 | 99,7 | 99,6 |
| Cruz Alta | Térmica | Ene. 2002/feb. 2003 | 245,00 | 89,1 | 97,9 | 99,1 |

**Resultado Financiero**

Las ventas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2023, totalizaron Ps.95.922 millones, la utilidad bruta de Ps.62.625 millones, la utilidad neta del ejercicio ascendía a Ps.36.499 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps.69.047 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 65,3% y 72%, respectivamente. Las ventas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2022, totalizaron Ps.37.856 millones, la utilidad bruta de Ps.23.563 millones, la utilidad neta ascendía a Ps.12.741 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps.28.999 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 62,2% y 76,6%, respectivamente. Las ventas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2021, totalizaron Ps. 26.664 millones, la utilidad bruta de Ps. 17.123 millones, la pérdida neta ascendía a Ps. 4.683 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps. 21.992 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 64,2% y 82,5%, respectivamente. Para mayor información, véase la sección "*Antecedentes Financieros*" del presente Prospecto.

**Nuestra Estrategia de Valor Sustentable**

Genneia se compromete a hacer negocios con honestidad, integridad y transparencia, y así persiguiendo los más altos estándares de medioambiente, sociales y de gobierno ("**ESG**"). Nuestro objetivo es lograr ser una compañía eficiente y confiable creando valores sustentables para todos los grupos de interés, y a su vez, proteger el medioambiente para las generaciones futuras. Dichos grupos de interés se comprenden de los empleados, accionistas, clientes, proveedores, socios y las comunidades donde se encuentran nuestras instalaciones. Genneia trata y trabaja constructivamente con un abanico de grupos de interés con el fin de identificar problemas de la compañía y monitorear tendencias emergentes.

Genneia se compromete con los principios establecidos por la Organización de las Naciones Unidas: al comportamiento adecuado y responsable de la empresa, y a los Objetivos de Desarrollo Sostenible del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo ("**ODS**"). Nuestras operaciones de energía renovable se reflejan principalmente en el gran impacto y la contribución a los ODS, a través del ODS #7 "Energía Asequible Y No Contaminante" y ODS #13 "Acción Por El Clima".

La estrategia de valor sustentable se basa en los siguientes principios:

- Liderazgo en Energías Renovables;
- Innovación en Generación Energética y Gestión del Conocimiento;
- Reducción del Impacto Económico, Social y Ambiental;
- Promoción de los Derechos Humanos y el Bienestar de nuestros Empleados y la Comunidad;

- Economía inclusiva en toda la Cadena de Valor;
- Transparencia en la Gestión de Negocios;
- Inversión Social.

Las políticas y los procesos de Genneia cumplen con el Sistema Integrado de Gestión ("**SIG**") que se basa en la Gestión de Calidad, Seguridad y Salud Ocupacional, y Ámbitos Ambientales y Sociales. El SIG se comprende bajo los siguientes estándares internacionales: Gestión Ambiental (ISO 14.001:2015); Seguridad y Salud Ocupacional (ISO 45.001:2018); Normas de Desempeño de la Corporación Financiera Internacional (IFC:2012); Gestión de la Calidad (ISO 9001:2015); Gestión de la Seguridad de la Información (ISO 27.001:2013); Gestión de Riesgos Empresariales (Marco COSO 2017); Ley de Prácticas Corruptas en el Extranjero de los Estados Unidos; y la Convención para Combatir el Cohecho de Servidores Públicos Extranjeros en Transacciones Comerciales Internacionales. Desde sus inicios, Genneia ha optado por converger y comprometerse con los estándares Medioambientales y Sociales, y así permitiendo a Genneia financiar sus planes de inversión en energías renovables bajo rigurosos Estándares de Desempeño de la Corporación Financiera Internacional.

Genneia cumple con el protocolo de Verified Carbon Standard (VCS) en más de 385 MW de capacidad instalada de energía renovables, los cuales están dispuestos a emitir Certificados de Reducción de Emisión ("**CERs**" por sus siglas en inglés) respecto de toda la energía producida. Dicha energía renovable se comprende de los siguientes parques: Parques Eólicos (Rawson I & II, Villalonga I & II, Pomona I & II and Chubut Norte I & II) y Parques Solares fotovoltaicos (Ullum I, II & III). Durante 2022, Genneia registró el Parque Eólico Rawson III (25MW) y agrupados los Parques Eólicos Madryn (222 MW) en el "The International REC Standard", lo que permitió comenzar a comercializar certificados de energía renovable de energía llamados I-RECs. Estos certificados son verificados y emitidos en Argentina por el Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM).

**PRINCIPALES FORTALEZAS DE GENNEIA**

**Pionero y líder en el sector de generación de energía renovable en la Argentina.** Genneia es pionero y líder en el sector de generación de energía eléctrica eólica de la Argentina, operando a la fecha del Prospecto, aproximadamente el 20% de la capacidad eólica y solar instalada en el país. La Emisora opera una diversificada cartera, enfocada en activos selectos de alta calidad, construidos utilizando tecnología y equipos de última generación. La Compañía al haber sido pionera como participante en el mercado de generación de energía renovable, se aseguró el acceso a ubicaciones de primer nivel, con recursos eólicos únicos y acceso al tendido eléctrico.

**Contratos de Compra de Energía Eléctrica ("PPAs") a largo plazo que generan un flujo estable y previsible, denominado en Dólares Estadounidenses.** Genneia genera principalmente todos sus ingresos de PPAs celebrados a largo plazo, denominados en Dólares Estadounidenses, que le proporcionan un flujo estable y previsible de efectivo. La mayoría de nuestros activos renovables que obtuvieron operación comercial durante 2018-2021 tienen PPAs adjudicados bajo el programa RenovAr y la Resolución N° 202/2016. Estos PPA tienen un plazo de 20 años, están denominados en Dólares Estadounidenses y se encuentran respaldados por FODER y garantías soberanas, mientras que algunos de ellos están respaldados por la Garantía del Banco Mundial.

A la fecha del presente Prospecto, la vida contractual remanente promedio de nuestros PPA es de 12 años (13 años para nuestros PPA de energía renovable y 3 años para los PPAs de energía térmica).

**La gerencia de primera línea de Genneia posee una trayectoria sólida en todas las etapas de generación.** La gerencia de primera línea de la Compañía cuenta con vasta experiencia en la industria y en el sector financiero, incluyendo una experiencia significativa en el sector energético en la Argentina. La experiencia de la gerencia de primera línea de la Emisora abarca proyecciones, desarrollo, licitaciones, construcción y operación de activos energéticos; operar plantas existentes de manera eficiente; completar los proyectos a tiempo y conforme a lo presupuestado; identificar, evaluar y desarrollar oportunidades de crecimiento de alta calidad e integrar nuevos negocios adquiridos o desarrollados; y adherir a las más elevadas normas ambientales, sociales y de compliance.

**Sólida capitalización y acceso al mercado de capitales.** Los accionistas de Genneia han empleado su capacidad financiera para comprometer un monto de capital significativo con el objeto de respaldar el crecimiento de la Sociedad, incluyendo la realización de aportes de capital en 2017 por un total de US$100 millones y de US$20 millones en 2018. Por su parte, la Compañía ha realizado emisiones de deuda en los mercados internacionales desde 2017 y también ha participado

activamente en el mercado local. Asimismo, la Compañía ha progresado asegurando el financiamiento de proyectos ("**project finance**") a largo plazo de sus subsidiarias sin recurso contra Genneia.

**ESTRATEGIA**

Genneia se esfuerza en generar valores sustentables de largo plazo para los grupos de interés través de la adopción de estrategias que apuntan a mejorar sus márgenes operativos, perfil financiero y la inversión en proyectos nuevos y existentes. Con el fin de alcanzar estos objetivos, las principales estrategias de la Sociedad son las siguientes:

**Mantener un funcionamiento correcto y eficiente de sus plantas de generación.** La Sociedad está comprometida en mantener un funcionamiento correcto y eficiente de sus plantas eléctricas con el fin de generar flujos de efectivo estables y previsibles. Genneia está abocada a mantener un elevado factor de disponibilidad de sus plantas actualmente operativas, incluyendo aquellas adquiridas, y a lograr resultados similares con la cartera de nuevos proyectos. En este sentido, la Compañía tiene previsto seguir invirtiendo en equipos para mejorar la eficiencia y disponibilidad.

**Centrar el crecimiento de Genneia en los flujos de efectivo predecible en base a los PPAs.** Genneia continúa evaluando proyectos de energía que nos permitan lograr un crecimiento sostenido, ampliando nuestra cartera de proyectos de generación de energía. Nuestro objetivo es acompañar nuestro plan de inversión con flujos de efectivo predecibles mediante la inversión en nuevos proyectos y la adjudicación de nuevos PPA a largo plazo y ocasionalmente considerar la adquisición de proyectos desarrollados por terceros.

Cumplir con estrictas normas ambiéntales, de responsabilidad social y de gobierno corporativo. La Sociedad se encuentra comprometida con los estándares ambientales, de responsabilidad social y gobierno corporativo ("**ESG**" por sus siglas en inglés). Adicionalmente, procura garantizar la transparencia, rendición de cuentas y responsabilidad en el giro ordinario de los negocios para sus grupos de interés.

**INFORMACIÓN DE CONTACTO**

El domicilio legal de la Emisora es Nicolás Repetto N°3676, 3er Piso (1636), Olivos, Provincia de Buenos Aires, Argentina. Su número de teléfono es +54 (11) 6090-3200, su número de fax es +54 (11) 6090-3201, y su correo electrónico es investors@genneia.com.ar. El sitio web de la Genneia es www.genneia.com.ar. La información publicada en el sitio web de la Compañía o conectada a la misma no forma parte de este Prospecto.

**a) Reseña Histórica**

Genneia es una sociedad anónima argentina constituida en octubre de 1991 bajo el nombre de "Empresa de Gas del Sudeste – Emgasud S.A.". En 2004, Genneia constituyó la compañía subsidiaria Enersud, destinada a desarrollar actividades de comercialización de energía eléctrica. En 2007, la Emisora comenzó a desarrollar sus activos de generación de energía térmica con la construcción de centrales térmicas. También en 2007, Genneia incursionó en el rubro de transporte de gas natural. En 2010, la Emisora ingresó en el negocio de generación de energía eólica.

En enero de 2012, la Emisora comenzó a operar el Parque Eólico Rawson I y II. En abril de 2012, los accionistas de la Emisora cambiaron la razón social por "Genneia S.A.", nombre que refleja mejor la actividad principal de la Emisora, es decir, la generación de energía eléctrica. En mayo de 2012 y marzo de 2013, respectivamente, la Emisora consumó la venta de su negocio de transporte y distribución de gas natural. En 2016, la Emisora resultó adjudicada con los proyectos Villalonga I, Chubut Norte I, Pomona I y Necochea. En 2017, se le adjudicaron los proyectos Chubut Norte III, Chubut Norte IV y La Florida. Asimismo, en agosto de 2017 Genneia adquirió la sociedad GETSA, propietaria de la central térmica Cruz Alta en Tucumán mediante su subsidiaria totalmente controlada, GEDESA. En noviembre de 2017, la Emisora amplió su cartera eólica en Chubut mediante la adquisición del Parque Eólico Trelew y en abril de 2018 adquirió las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum.

Entre los años 2018 y 2023 se iniciaron operaciones por un total de 784 MW de energía renovable. En 2018 comenzaron a operar los parques eólicos Madryn I, Chubut Norte I, Villalonga I y II, y los parques solares Ullum I, II y III. En 2019 iniciaron operaciones los parques eólicos Madryn II, y Pomona I y II. En febrero de 2020, el parque eólico Necochea recibió la habilitación comercial de CAMMESA. En 2021, los parques eólicos Chubut Norte II, III y IV recibieron la habilitación comercial de CAMMESA. En 2023, el parque solar Sierras de Ullum (78MW) obtuvo la habilitación comercial de CAMMESA para vender energía a grandes usuarios industriales.

El proyecto Necochea fue adjudicado en 2016 a Centrales de la Costa, una sociedad controlada por la Provincia de Buenos Aires. La Emisora celebró un acuerdo de *joint venture* en iguales proporciones (50/50) con Centrales de la Costa S.A., para desarrollar y operar este proyecto.

Con fecha 16 de julio de 2019, Genneia y su subsidiaria MyC Energía S.A. acordaron la transferencia a Pan American Fueguina S.A., subsidiaria de Pan American Energy SL, del 49% de la participación accionaria de Vientos Patagónicos y de Vientos Sudamericanos sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes. Con fecha 26 de agosto de 2019 se perfeccionó la transferencia de las acciones.

Asimismo, el parque solar Tocota III obtuvo una habilitación comercial parcial de 22 MW a fin de diciembre 2023. A la fecha presente, Tocota III obtuvo la habilitación comercial completa por una capacidad instalada nominal de 60 MW.

**PROCEDIMIENTOS JUDICIALES**

La Emisora es parte de una serie de procedimientos impositivos, laborales y administrativos en el marco del curso habitual de sus negocios. Al 31 de diciembre de 2023, el monto total previsionado por la Emisora en relación con estos procedimientos judiciales era de Ps. 346 millones.

***Procedimientos ante la Secretaría de Industria de la Nación***

El 25 de febrero de 2014, la Emisora fue notificada de la Resolución N° 23, dictada el 14 de febrero de 2014, por la Secretaría de Industria y Servicios de la Nación. Dicha resolución (i) declaró que la Emisora, como contratista de ENARSA, había incumplido el régimen legal denominado "Compre Trabajo Argentino" al haber adquirido un transformador de potencia, para su central térmica Bragado, de una empresa extranjera; (ii) determinó que dicha adquisición del transformador era nula y sin efecto; y (iii) dispuso que se notifique la Resolución a la Secretaría de Planificación Territorial y Coordinación de Obra Pública (denominada al momento de la notificación, Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios) para la determinación de sanciones adicionales. La Emisora presentó una demanda solicitando la anulación de la Resolución. A la fecha de este Prospecto, dicha causa se encuentra en período probatorio.

La Emisora también es parte de otro procedimiento ante la Secretaría de Industria, en relación con supuestas infracciones al régimen legal de "comprar trabajo en Argentina". A la fecha de este Prospecto, la Secretaría de Industria no ha emitido una decisión con respecto a estos procedimientos.

El “Régimen de Compre Trabajo Argentino” establece que, en caso de incumplimiento de sus disposiciones, entre otras cosas, el ministerio pertinente deberá prohibir, por un período de tiempo determinado (de 3 a 10 años), al gobierno argentino, sus organismos, entidades descentralizadas y empresas del Estado para que le concedan futuros acuerdos, concesiones, permisos o licencias a la empresa afectada.

En relación con los procedimientos ante la Secretaría de Industria y Servicios de la Nación descriptos anteriormente, el 4 de julio de 2014, la Emisora solicitó a la Secretaría de Planificación la suspensión de la Resolución N° 23 y cualquier procedimiento administrativo para sancionar a la Emisora por los mismos motivos que la Resolución N° 23 hasta que haya una resolución firme de la justicia federal. A la fecha de este Prospecto, la Secretaría de Planificación no ha emitido una decisión con respecto a la petición de la Emisora.

Con base en la opinión de nuestro asesor externo, la Emisora considera que: (i) tiene fundamentos jurídicos y fácticos razonables, para obtener la anulación judicial de la Resolución N°23 u otras resoluciones que nos declaren en violación del régimen legal de "compre trabajo argentino", y rechazar una penalización, en su caso, que pueda ser impuesta por la Secretaría; y (ii) un resultado adverso en los procedimientos, no afectaría nuestros PPAs existentes o los PPAs que la Compañía espera celebrar en relación con nuestros proyectos de expansión.

**Tasas del Municipio de Puerto Madryn**

El 27 de diciembre de 2019 se sancionó la Ley Provincial XVI N°101, que amplió el ejido municipal de Puerto Madryn y, en consecuencia, la Sociedad y sus subsidiarias titulares de parques eólicos situados en este municipio quedaron sujetas a las disposiciones del código tributario de Puerto Madryn. En abril del 2020, mediante la Ordenanza N°11.349 (modificada por la Ordenanza N°11.546), la Municipalidad de Puerto Madryn estableció bases imponibles específicas para la actividad de generación eólica respecto de la tasa de habilitación, inspección, seguridad e higiene y control ambiental, y de la tasa de construcción.

El Municipio inició procesos de fiscalización en la Sociedad y las demás subsidiarias titulares de los parques eólicos ubicados actualmente dentro del ejido de Puerto Madryn. El municipio de Puerto Madryn determinó de oficio la aplicación de la tasa por habilitación, inspección, seguridad e higiene y control ambiental por un monto conjunto de AR$ 130 millones y la Sociedad y cada una de las subsidiarias presentaron los respectivos descargos ante el municipio.

En marzo del 2021, la Sociedad y sus subsidiarias (Genneia Vientos del Sur S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A.), iniciaron ante la Justicia Federal de Rawson, cada una respectivamente una acción declarativa de certeza contra la Municipalidad de Puerto Madryn, cuestionando la constitucionalidad de las tasas que el municipio pretende cobrar.

En mayo del 2021, la Cámara Federal de Comodoro Rivadavia dictó sentencia, concediendo las medidas cautelares solicitadas, suspendiendo todos los efectos derivados de la tasa por habilitación, inspección, seguridad e higiene y control ambiental y también la aplicación de cualquier medida preventiva tendiente a asegurar el cobro de su pretendido crédito, hasta que la cuestión de fondo sea resuelta. Consecuentemente, el Municipio de Puerto Madryn dejo sin efecto las disposiciones que dieron origen a las determinaciones de oficio e intimaciones previas. A la fecha del presente Prospecto, las causas se encuentran tramitando la etapa probatoria.

Desde fines del año 2019, en el marco de lo previsto en los PPAs vigentes para los Parques Eólicos Madryn I y II, Chubut Norte I, III y IV, la Sociedad y sus subsidiarias han hecho una serie de presentaciones ante CAMMESA, solicitando una revisión del precio de los PPAs para compensar el efecto que podría tener la aplicación de estas tasas. En agosto de 2020, CAMMESA se expidió sobre el tema manifestando que elevará la solicitud a la Secretaría de Energía. A la fecha del presente Prospecto, la Secretaría de Energía no se ha expedido.

**Situación con ENARSA (ex "IEASA").**

***Créditos y pasivos con ENARSA***

Desde el año 2011 tanto la Sociedad como su subsidiaria Enersud comenzaron a acumular deudas con ENARSA por compras de gas natural, como consecuencia del extendido retraso por el Estado Nacional en la implementación del proceso de reemplazo de los contratos de suministro de energía con ENARSA bajo el Programa Energía Distribuida con nuevos contratos con CAMMESA bajo la Res. SE 220/07.

Por otro lado, al mismo tiempo comenzaron a acumularse diversos saldos vencidos a cobrar de ENARSA por facturas de generación y acreencias no registradas por diferencias de tipo de cambio, entre la fecha de facturación y fecha de efectivo pago.

En el año 2015 la Emisora notificó a ENARSA la compensación legal de sus pasivos por un monto de US$ 38,2 millones correspondiente a facturas emitidas por ENARSA conforme a contratos de venta de gas (la "**Deuda de Gas**") con los créditos de la Emisora con ENARSA correspondientes a diferencias de cambio y otros rubros retenidos de las facturas pagadas por CAMMESA (en representación de ENARSA).

En octubre de 2017 y en junio de 2020, ENARSA le solicitó a la Emisora el pago de la Deuda de Gas, con lo cual ignoró de manera implícita la compensación alegada por la Emisora. En diciembre de 2017 y en julio de 2020, la Emisora objetó las respectivas solicitudes de ENARSA.

En el marco de la notificación enviada a ENARSA en julio de 2020, la Sociedad y su subsidiaria Parque Eólico Loma Blanca IV intimaron el pago de sumas adeudadas bajos los PPAs del parque eólico Rawson I, Rawson II y del PPA del Parque Eólico Trelew por la suma de US$ 9,4 millones y US$ 5,8 millones, respectivamente. Adicionalmente, en enero de 2021 la Sociedad y Parque Eólico Loma Blanca IV presentaron ante el Tribunal Arbitral de la Bolsa de Comercio sendas demandas arbitrales reclamando sumas adeudadas a esa fecha bajos los PPAs indicados por US$ 9,4 millones y US$ 10,5 millones en concepto de capital, más los intereses aplicables.

En octubre de 2021, Parque Eólico Loma Blanca IV amplió la suma del capital demandado en US$ 1,6 millones en base a la generación de nuevos saldos impagos. En julio de 2023, el perito contador presentó la pericia contable de la cual surge que el saldo adeudado por ENARSA a Parque Eólico Loma Blanca IV asciende a US$ 8,8 millones. El 15 de febrero de 2024, el Tribunal hizo lugar a la demanda arbitral de Parque Eólico Loma Blanca IV, condenado a ENARSA a pagarle la suma que resulte de una nueva liquidación, con más los intereses al 6% anual.

El 12 de diciembre de 2022 el Tribunal hizo lugar a la demanda arbitral de Genneia, condenado a ENARSA a pagar a la Emisora la suma de US$ 9,4 millones, con más los intereses al 6% anual calculados desde la fecha de notificación de la demanda a ENARSA hasta el día anterior al pago. A la fecha de este Prospecto, la Sociedad apeló el laudo en cuanto a los intereses concedidos, mientras que ENARSA apeló la totalidad del pronunciamiento.

En la causa iniciada por Parque Eólico Loma Blanca IV, el 15 de febrero de 2024, el Tribunal Arbitral hizo lugar a la demanda, condenando a ENARSA a pagarle la suma que resulte de una nueva liquidación a ser practicada conforme los lineamientos expresados en el laudo, con más los intereses al 6% anual. A la fecha de estos estados contables, ENARSA apeló el laudo y se encuentra pendiente realizar la nueva liquidación.

Según la opinión de los asesores legales externos de la Emisora, la Emisora tiene fundamentos de hecho y de derecho suficientes para rechazar cualquier pretensión de ENARSA que intente objetar la compensación, inclusive cualquier posible reclamo por intereses asociados a la Deuda de Gas. Para mayor información, véase la nota 11.2. a los estados financieros consolidados auditados de la Emisora correspondiente al ejercicio financiero cerrado al 31 de diciembre de 2023 incorporado por referencia al presente Prospecto.

*Reclamo PUI y GUI*

Entre junio de 2013 y octubre de 2015 la Compañía generó electricidad en sus centrales térmicas con el gas proporcionado por ENARSA. A través de cartas documento recibidas en noviembre de 2015, ENARSA intimó a la Sociedad y a su Subsidiaria ENERSUD al pago de facturas relacionadas con el gas natural vendido por ENARSA y utilizado por algunas de plantas de energía térmica a los precios vigentes para PUI (US$ 7,5 por MMBtu) y GUI (US$ 12,8 por MMBtu) por un monto total de US$ 9,8 millones.

Oportunamente la Emisora y ENERSUD han impugnado dichas facturas con el argumento de que la facturación y el pago del gas natural facturado deberían haberse hecho en igualdad de condiciones con el precio regulado para la generación, ya que el gas fue utilizado por plantas de energía térmica de la Emisora para la generación de electricidad.

Basado en la opinión de nuestros asesores legales externos, la Emisora considera que tiene sólidos argumentos legales y fácticos para rechazar cualquier reclamo potencial de ENARSA con respecto a las facturas emitidas a precios de GUI y PUI e intereses aplicables a la misma, en exceso de un precio que, aunque permanece indeterminado, debería ser judicialmente determinado sobre la base del precio regulado para generación (US$ 2,7 por MMBtu).

**Situación con CAMMESA**

*Demanda por créditos por diferencias de cambio*

En el marco de los Contratos MEM celebrados bajo la Res. SE N° 220/2007 (centrales Concepción del Uruguay I, Concepción del Uruguay II, Las Armas I, Las Armas II, Matheu, Olavarría, Paraná y Pinamar), CAMMESA ha estado abonando las facturas emitidas por la Sociedad de modo parcial, ya que no incluyó en dichos pagos los montos que surgen de la diferencia entre el tipo de cambio a la fecha de la liquidación y el tipo de cambio a la fecha del efectivo pago total. En las ocasiones que CAMMESA ha reconocido diferencias originadas en el tipo de cambio, lo ha hecho entre la fecha de liquidación y la que unilateralmente ha considerado de “vencimiento”, que en la interpretación de CAMMESA, no compartida por la Sociedad, sería 41 días después de dicha fecha.

Con fecha 5 de diciembre de 2019, la Sociedad presentó una demanda contra CAMMESA por US$ 13 millones más intereses, en concepto de diferencias de tipo de cambio devengadas a favor de Genneia durante el período diciembre 2012 a julio 2019, que tramita ante el Juzgado Nacional en lo Contencioso Administrativo Federal N° 4, Secretaría N° 7. El 7 de septiembre de 2023 Genneia amplió el monto de la demanda. En noviembre de 2023 el Juez desestimó el pedido de la ampliación del monto de la demanda, y contra ese pronunciamiento Genneia interpuso un recurso de apelación. A la fecha de este Prospecto, el expediente se encuentra pendiente de elevación a la Cámara Nacional de Apelaciones.

En octubre 2022 y noviembre 2023, tanto la Sociedad como su subsidiaria Parque Eólico Loma Blanca IV, iniciaron reclamos extrajudiciales ante CAMMESA reclamando sumas adeudadas a esas fechas bajos los PPAs de los parques eólicos Rawson I, Rawson II por US$ 6,2 millones correspondiente a las transacciones comprendidas entre los períodos de noviembre 2019 a julio 2023, y bajo el PPA del parque eólico Trelew por US$ 2,8 millones, correspondiente a las transacciones comprendidas durante los períodos de abril 2021 a julio 2023.

*Penalidad por Bragado II*

La central térmica Bragado II inició su operación comercial en febrero de 2017. CAMMESA alegó un retraso por parte de la Compañía en el logro de la autorización comercial prevista en el PPA y, en consecuencia, aplicó una multa contractual y emitió una factura de Ps.37.000.000, la cual fue oportunamente impugnada por la Compañía. A la fecha de los presentes estados financieros, ya se han descontado las 48 cuotas originales. Por lo tanto, a la fecha de estos estados financieros no existen provisiones realizadas.

En septiembre de 2018, invocando una resolución de la SEN, CAMMESA rechazó la impugnación de la multa y en noviembre de 2018 comenzó a debitar mensualmente de la cuenta corriente de Genneia por el PPA de la central térmica Bragado II, el importe total de la multa, en 48 cuotas en Dólares Estadounidenses, con un interés del 1,7% anual sobre el saldo.

Con fecha 5 de diciembre de 2019, la Sociedad presentó una demanda contra CAMMESA y la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación, que tramita en el Juzgado Nacional en lo Contencioso Administrativo Federal N° 2, Secretaría N°3, con el objeto que se decrete la nulidad de la Resolución dictada el 28 de septiembre de 2018 por el Sr. Subsecretario de Energía Eléctrica invocada por CAMMESA, y en consecuencia, se deje sin efecto la penalidad impuesta por el equivalente a US$ 2,3 millones. También se co-demandó a la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación. A la fecha del presente Prospecto, se presentaron los alegatos por parte de Genneia y CAMMESA.

Según la opinión de nuestros asesores legales externos, la Compañía considera que la multa de CAMMESA es infundada y no debe imputarse a la Compañía, por lo que existen sólidos argumentos para esperar un resultado judicial favorable a los intereses de la Sociedad.

**b) Descripción del sector en que se desarrolla su actividad.**

*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 Sociedad. 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 actual SE del Ministerio de Economía -antes en la órbita del Ministerio de Desarrollo Productivo- que vino a reemplazar a la Secretaría de Gobierno de Energía, que se encontraba dentro de la órbita del por entonces Ministerio de Hacienda ("**SGE**") y que a la fecha de este Prospecto está dentro de la órbita del Ministerio de Economía (www.argentina.gob.ar/produccion/energia ), CAMMESA (www.cammesa.com.ar), el ENRE (www.enre.gob.ar ) y consultar con sus asesores comerciales y legales en caso de necesitar profundizar ese análisis. La información contenida en los mencionados sitios web no se incorpora por referencia a este documento.*

**Antecedentes Históricos**

Durante la segunda parte del siglo XX los activos y la operación del sector eléctrico argentino estuvieron en manos de empresas del Estado Argentino. En 1990, virtualmente todo el suministro de energía en argentina era controlado por el sector público (97,00% de la generación total). En 1992 el sector eléctrico fue reformado, desregulado y privatizado tanto en el nivel federal como en la esfera provincial. El gobierno argentino asumió la responsabilidad para la regulación de la industria a nivel nacional y controlaba todas las empresas generadoras. Como parte del plan económico adoptado por el expresidente 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**"), autorizaba 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 dicho equilibrio, al momento de la desregulación y segmentación de la industria, se impusieron distintas limitaciones y restricciones a cada sub-sección. De conformidad con la Ley de Reforma de Estado, el Decreto 634/1991 estableció principios para la descentralización de la industria eléctrica, para la estructura básica del mercado eléctrico, y para la participación de empresas privadas en las sub-secciones de generación, transporte, distribución y administración.

**Descripción General del Marco Legal**

***Principales Leyes y Normas Complementarias***.

El marco regulatorio básico del sector eléctrico argentino vigente en la actualidad está conformado por la Ley N° 15.336, sancionada el 20 de septiembre de 1960, modificada por la Ley Nº 24.065, promulgada el 19 de diciembre de 1991, promulgada parcialmente por el Decreto N° 13/92, y reglamentada por el Decreto N° 1398/92 y Decreto Nº 186/95 y sus

modificatorias (en conjunto, el "**Marco Regulatorio**"). La Ley N° 24.065 instrumentó las privatizaciones de las empresas estatales del sector eléctrico y separó la industria verticalmente en cuatro categorías: la generación, el transporte, la distribución y la demanda. Asimismo, dicha ley dispuso la organización del Mercado Eléctrico Mayorista -el "**MEM**"- (el cual se describe con más detalle a continuación) a partir de los lineamientos establecidos en el Decreto N° 634/91.

La Ley N° 24.065 y su Reglamentación -Decreto N° 1.398/1992-, reconocen al generador como uno de los actores reconocidos del MEM (artículo 4). Toda empresa para actuar como Agente del MEM, sea como Generador, Cogenerador, Autogenerador, Transportista, Distribuidor o Gran Usuario, debe obtener de la Autoridad de Aplicación (conforme dicho término se define más adelante) la correspondiente habilitación (los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, aprobados por Resolución Nº 61/92 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica del entonces Ministerio de Economía, Obras y Servicios Públicos, sus modificatorias y complementarias, los "**Procedimientos**"). 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.

En enero 2002 se sancionó la ley 25.561 (la "**Ley de Emergencia**") a través de la cual se declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, delegando al Poder Ejecutivo Nacional las facultades comprendidas en aquella ley. Luego de varias modificaciones, esta emergencia se extendió hasta el 31 de diciembre de 2017. Entre otras cosas, la Ley 25.561: (i) derogó la ley de convertibilidad (Ley N° 23.982); (ii) dispuso que, en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedan sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio; y que los precios y tarifas resultantes de dichas cláusulas, quedan establecidos en pesos a la relación de cambio un Peso ($ 1) = un dólar estadounidense (U$S 1); (iii) autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los mencionados contratos.

El 15 de diciembre de 2015, mediante el Decreto N° 134/2015 el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia del sistema eléctrico hasta el 31 de diciembre de 2017.

En diciembre 2019 se sancionó la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva (conforme dicho término se define más adelante), a través de la cual el Congreso de la Nación declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social con vigencia hasta el 31 de diciembre del 2020 (aunque ciertos aspectos de la ley fueron prorrogados sucesivamente). Allí se delegaron en el Poder Ejecutivo Nacional ciertas facultades para superar tal emergencia en los términos del artículo 76 de la Constitución Nacional y estableciendo -entre otras- las siguientes bases de la delegación: "*reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético con criterios de equidad distributiva y sustentabilidad productiva y reordenar el funcionamiento de los entes reguladores del sistema para asegurar una gestión eficiente de los mismos*". El Congreso también facultó al Poder Ejecutivo Nacional a:

(i) intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS por el término de un (1) año (la intervención fue dispuesta mediante Decreto N° 277/2020 y prorrogada por los Decretos N° 1020/2020, 871/2021 y 815/2022, y recientemente dispuesta por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023, por lo que continúa vigente a la fecha).

(ii) a mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal, y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las leyes 24.065 y demás normas concordantes, a partir de la vigencia de la ley de emergencia y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días -plazo prorrogado desde su vencimiento y por un plazo adicional de 180 días corridos por el Decreto 543/2020, y luego, a través del Decreto 1020/2020, prorrogado por noventa (90) días corridos o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios-, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. El Congreso invitó a las provincias a adherir a estas políticas de mantenimiento de los cuadros tarifarios y renegociación o revisión de carácter extraordinario de las tarifas de las jurisdicciones provinciales.

El 18 de diciembre de 2023, mediante Decreto N° 55/2023, el Poder Ejecutivo Nacional resolvió:

- En cuanto a la emergencia:
- Declarar la emergencia en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, así como en el transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal hasta el 31 de diciembre de 2024.
- Instruir a la Secretaría de Energía para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones

necesarias. El objetivo es establecer mecanismos de sanción de precios en condiciones de competencia, mantener niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.

- En cuanto a la revisión tarifaria:
- Iniciar la revisión tarifaria para las prestadoras de servicios de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.
- Los nuevos cuadros tarifarios resultantes no podrán entrar en vigencia después del 31 de diciembre de 2024.
- Hasta tanto culmine el proceso de revisión tarifaria podrán aprobarse adecuaciones transitorias de tarifas y ajustes periódicos, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados, a cuenta de lo que resulte de la revisión tarifaria.
- Establecer mecanismos para la participación ciudadana en el proceso de adecuación tarifaria transitoria.

- En cuanto a la intervención del ENRE y ENARGAS:
- Disponer la intervención del ENRE y del ENARGAS a partir del 1 de enero de 2024 hasta la designación de nuevos miembros del Directorio.
- Otorgar a la Secretaría de Energía la facultad de designar a los Interventores del ENRE y del ENARGAS.
- Otorgar a los interventores la facultad de la realización del proceso de revisión tarifaria.
- La Secretaría de Energía debe iniciar el proceso de selección de miembros del Directorio del ENARGAS en 180 días. También debe revisar y/o reconducir y/o confirmar y/o anular el proceso de selección de miembros del Directorio del ENRE.

El 21 de diciembre de 2023, mediante DNU 70, el Poder Ejecutivo Nacional resolvió:

- Ampliaciones de Transporte:
- Derogar la Ley N° 25.822 que ratificaba y establecía la realización prioritaria el Plan Federal de transporte Eléctrico, instrumentado por la Secretaría de Energía.
- Derogar el Decreto N° 635/2003 que, en el marco de las ampliaciones de transporte en alta tensión o por distribución troncal, autorizaba a la Secretaría de Energía a redeterminar el canon o precio correspondiente a la parte faltante de ejecución de una ampliación, hasta la habilitación comercial de la misma.

- Préstamos reintegrables:
- Derogar el Decreto N° 311/2006 que aprobaba el otorgamiento de préstamos reintegrables del Tesoro Nacional al Fondo Unificado, destinados al pago de las obligaciones exigibles a dicho fondo para el cumplimiento de sus funciones específicas y al sostenimiento sin distorsiones del sistema de estabilización de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

- Energías renovables:
- Derogar los arts. 16 al 37 de la Ley N° 27.424, en donde se creó el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida, los beneficios promocionales y el Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida.

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

Para mayor información, ver apartado "*Emergencia del Sector Eléctrico*".

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

Mediante el DNU 70 (conforme dicho término se define más adelante), publicado en el Boletín Oficial el 21 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025.

El DNU 70 establece que el Estado Nacional promoverá y asegurará la vigencia efectiva, en todo el territorio nacional, de un sistema económico basado en decisiones libres, adoptadas en un ámbito de libre concurrencia, con respeto a la propiedad privada y a los principios constitucionales de libre circulación de bienes, servicios y trabajo. Para cumplir ese fin, se dispondrá la más amplia desregulación del comercio, los servicios y la industria en todo el territorio nacional y quedarán sin efecto todas las restricciones a la oferta de bienes y servicios, así como toda exigencia normativa que distorsione los precios de mercado, impida la libre iniciativa privada o evite la interacción espontánea de la oferta y de la demanda.

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

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

Se faculta a la Secretaría de Energía a definir los mecanismos específicos que materialicen la asignación y efectiva percepción de los subsidios por parte de los usuarios, determinando los roles y tareas que desempeñarán de manera obligatoria los distintos actores públicos, empresas concesionarias, y otros actores o agentes que integren los sistemas del servicio público de que se trate, en su carácter de responsables primarios. El DNU 70 fue analizado por la Cámara de Senadores el pasado 14 de marzo, en donde obtuvo 42 votos en contra, 25 a favor y 4 abstenciones, y aunque fue rechazado seguirán teniendo validez legal los derechos adquiridos durante su vigencia. El DNU 70 deberá ser analizado a su vez por la Cámara de Diputados.

**Entidades Regulatorias**

Las principales entidades regulatorias del sector eléctrico argentino son (i) el Ministerio de Economía – a través de la SEN, (ii) el ENRE y (iii) CAMMESA.

***(i) El Ministerio de Economía (a través de la Secretaría de Energía). Autoridad de Aplicación de Ley 15.336 y 24.065.***

A través del Decreto N° 186/95, el Poder Ejecutivo Nacional designó a la entonces SE como la autoridad de aplicación de las Leyes 15.336 y 24.065. En la actualidad, a través del Decreto N°50/2019, se designó a la Secretaría de Energía como la autoridad de aplicación de las leyes 15.336 y 24.065 que integran el marco regulatorio del sector de energía eléctrica (la "**Autoridad de Aplicación**"). En cuanto al despacho de carga, la Ley 24.065 y su decreto reglamentario, la reconocen como la encargada de dictar las normas a las que ajustará su accionar el Organismo Encargado del Despacho (OED) (artículo 35); así como las bases que regirán el despacho para las transacciones en el mercado, cuya aplicación será de competencia del OED (artículo 36).

Desde el dictado del Decreto N° 732/2020, la Secretaría de Energía se encuentra en el ámbito del Ministerio de Economía, quien tiene a su cargo la función de supervisar las funciones de la Autoridad de Aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética (artículo 20 de la Ley de Ministerios, Ley 22.520 y sus modificaciones). A su vez, conforme lo previsto en el Decreto N° 50/2019 (y sus modificatorias), los principales objetivos de la Autoridad de Aplicación son:

- Intervenir en la elaboración y ejecución de la política energética nacional.
- Entender en los planes, programas y proyectos del área de su competencia y en su gestión presupuestaria, contable y financiera.
- Intervenir en la elaboración y fiscalización del régimen de combustibles y entender en la fijación de sus precios, cuando así corresponda, acorde con las pautas respectivas.
- Intervenir en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área energética, en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra o de servicios públicos, así como en la elaboración de normas de regulación de las licencias de servicios públicos aplicables a los regímenes federales en materia energética
- Ejercer las funciones de Autoridad de Aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética.

- Entender en la segmentación de los subsidios de las tarifas de los servicios públicos del área energética y en la elaboración de estructuras arancelarias en materia de energía.
- Entender en el diseño y ejecución y, asistir en la elaboración de la política de reembolsos y reintegros a la exportación.
- Asistir al/a la Ministro/a en la investigación y desarrollo tecnológico en las distintas áreas de energía.
- Ejercer las atribuciones otorgadas a los órganos del Estado Nacional en la Ley N° 27.007.
- Dirigir la representación en las empresas del sector energético, donde la Secretaría posea participación accionaria y ejerza la tenencia accionaria.
- Coordinar la gestión de los/as directores/as que representan al Estado Nacional en aquellas empresas del sector energético con participación estatal en el ámbito de la Jurisdicción.
- Promover la aplicación de la política sectorial fomentando la explotación racional de los recursos naturales y la preservación del ambiente.
- Promover la utilización de nuevas fuentes de energía, la incorporación de oferta hidroeléctrica convencional y la investigación aplicada a estos campos.
- Asistir en la celebración de los acuerdos de cooperación e integración internacionales e interjurisdiccionales en materia energética en los que la Nación sea parte, y supervisar su ejecución.
- Entender en el diseño y la ejecución de la política de relevamiento, conservación, recuperación, defensa y desarrollo de los recursos naturales en el área de energía.
- Ejercer la representación de la Secretaría en el Consejo Federal de la Energía Eléctrica.
- Entender en la definición de la política nuclear, en todo lo relacionado con los usos pacíficos de la energía nuclear o fuentes radiactivas, el ciclo de combustibles, la gestión de residuos radiactivos, el desarrollo e investigación de la actividad nuclear, y en particular lo relacionado con la generación de energía nucleoeléctrica.
- Ejercer el control tutelar del ENRE, del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), de la Unidad Especial del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (UESTEE) y de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA).
- Propiciar y celebrar convenios con entidades públicas y privadas y participar en las negociaciones con organismos nacionales e internacionales en materia de energía.

***(ii) El ENRE***

El ENRE es un ente autárquico creado en virtud de la Ley N° 24.065 de Energía Eléctrica, actualmente bajo la jurisdicción del Ministerio de Economía. Este organismo es responsable de regular el sector eléctrico y supervisar el cumplimiento por parte de las empresas (generadores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios y participantes del sector bajo jurisdicción federal) de las normas, reglamentaciones y sus contratos de concesión.

El objeto principal del ENRE es adoptar las medidas necesarias para cumplir los objetivos nacionales relacionados con el abastecimiento, transporte y distribución de energía eléctrica.

El ENRE es administrado por un directorio compuesto por cinco miembros, de los cuales uno es su presidente, otro su vicepresidente, y los restantes vocales. Los miembros son designados por el PEN, siendo dos de ellos a propuesta del Consejo Federal de Energía Eléctrica. El presidente dura cinco años en sus funciones y puede ser reelegido. Mediante el Decreto N° 84/2018, el PEN había designado a los nuevos miembros del directorio del ENRE.

Sin embargo, a fines de 2019, se sancionó la Ley N° 27.541 de Solidaridad y Reactivación Productiva ("**Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva**"), que declaró la emergencia pública en materia tarifaria y energética (entre otras), delegando en el PEN una variedad de facultades para cumplir con los objetivos previstos en la norma. Entre ellas, el artículo 6 facultó al PEN a intervenir administrativamente el ENRE por el término de un año.

En consecuencia, mediante el Decreto N° 277/2020, se dispuso la intervención del ENRE hasta el 31 de diciembre del año 2020, designando un interventor y sus facultades, con el fin de que este realice una auditoría y revisión técnica, jurídica y económica de los aspectos regulados por la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva en materia energética, e informe al PEN los resultados, así como toda circunstancia que considere relevante, aportando la totalidad de la información disponible y proponiendo las medidas que en cada caso estime corresponda adoptar. Asimismo, se dispuso la suspensión

de las funciones de los actuales miembros del directorio del ENRE en sus cargos a partir de la entrada en vigencia del decreto, y mientras dure la intervención.

La intervención del ENRE fue objeto de sucesivas prórrogas, implementadas a través de los Decretos N° 1020/2020, 871/2021 y N° 815/2022. Por medio del Decreto N° 55/2023, publicado en el Boletín Oficial el 18 de diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia del sector energético nacional, y dispuso la intervención del ENRE a partir del 1 de enero de 2024 y hasta la designación de los miembros del Directorio que resulten del proceso de selección a cargo de la Secretaría de Energía.

Entre las principales funciones del ENRE, se encuentran las siguientes:

- Hacer cumplir la Ley de Energía Eléctrica y sus disposiciones complementarias;
- Controlar la prestación de los servicios públicos y hacer cumplir las disposiciones de los contratos de concesión;
- Adoptar normas aplicables a generadores, transportistas, distribuidores, usuarios de electricidad y otras partes relacionadas en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos, medición y facturación del consumo de electricidad, interrupción y reconexión del suministro, acceso de terceros a inmuebles afectados a la industria eléctrica y calidad de los servicios prestados;
- Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas y discriminatorias entre los participantes de la industria eléctrica;
- Establecer las tarifas para los contratos de concesión de transporte y distribución de jurisdicción federal;
- Aplicar las sanciones previstas en la Ley de Energía Eléctrica y en los contratos de concesión, respetando en todos los casos los principios del debido proceso;
- Arbitrar en los conflictos entre los agentes y los participantes del sector eléctrico y entre aquellos y los usuarios residenciales.

***(iii) CAMMESA***

CAMMESA es una sociedad anónima sin fines de lucro, constituida mediante el Decreto N° 1192/92, con la finalidad de supervisar la administración del MEM y el despacho de la electricidad al Sistema Argentino de Interconexión ("**SADI**"). Su capital accionario está dividido entre el gobierno argentino (representado por la SE), y asociaciones representativas de empresas de generación, empresas de transporte, distribuidoras y grandes usuarios. En particular, está a cargo de:

- el despacho de electricidad al SADI, maximizando la seguridad y la calidad de la electricidad suministrada y minimizando los precios mayoristas en el mercado spot;
- planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación conforme reglas que fije periódicamente la SE;
- supervisar el funcionamiento del mercado a término y administrar el despacho técnico de electricidad conforme a los contratos que se celebren en ese mercado;
- ejercer las funciones encomendadas en relación con el sector eléctrico, incluida la facturación y el cobro de pagos por operaciones entre los agentes del MEM;
- comprar y/o vender electricidad a otros países celebrando las correspondientes operaciones de importación y exportación; y
- prestar servicios de consultoría y otros servicios relacionados con estas actividades.

Asimismo, de acuerdo con la Resolución N° 2022/2005, la SE definió las instrucciones y mandatos regulatorios que pueden ser impartidos a CAMMESA de acuerdo con la Ley de Energía Eléctrica.

CAMMESA es administrada por un directorio conformado por representantes de sus accionistas. El directorio de CAMMESA está compuesto por diez directores titulares y diez suplentes. Cada una de las asociaciones tiene derecho a designar a dos directores titulares y dos directores suplentes de CAMMESA. Los otros directores de CAMMESA son el titular de la SE, quien se desempeña como presidente del directorio, y un miembro independiente, que actúa como vicepresidente. Las decisiones adoptadas por el directorio requieren el voto favorable del presidente del directorio.

Los costos operativos de CAMMESA son financiados, entre otras fuentes, mediante aportes obligatorios de los agentes del MEM.

**El MEM**

***Descripción General***

El MEM es el mercado donde los generadores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios y otros participantes de la industria compran y venden energía eléctrica, ya sea en el mercado spot o a través de contratos de abastecimiento de largo plazo, a precios determinados por la oferta y la demanda.

El MEM se compone de:

- Un **mercado a término**, con contratos por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre vendedores y compradores. El excedente de energía que no se vende en el mercado a término, es vendida en el mercado spot.

Cabe tener en cuenta que por medio de la Resolución N° 95/2013 (la "**Resolución N° 95**"), se estableció la suspensión de la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término, con excepción de aquellos contratos celebrados bajo ciertos regímenes especiales, y aquellos contratos que tuvieren un régimen de remuneración diferencial. Desde entonces, los grandes usuarios del MEM deben adquirir su demanda de energía eléctrica directamente a CAMMESA (salvo que se trate de contratos celebrados bajo determinados regímenes exceptuados -e.g. el régimen del Mercado a Término de Energías Renovables - MATER).

- Un **mercado spot**, con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción ("**Precio Spot**"), representado por el costo marginal de corto plazo medido en el centro de carga del sistema (nodo mercado). Este sistema, en la práctica, sufrió importantes modificaciones reglamentarias desde el año 2002.

Las compras realizadas en el mercado spot varían según el carácter del comprador: los grandes usuarios, generadores y autogeneradores pagan el Precio Spot, mientras que los distribuidores pagan un precio estacional calculado por CAMMESA y aprobado por la SE.

Finalmente, los valores de remuneración por la generación de energía eléctrica en este mercado son fijados por el Poder Ejecutivo Nacional.

- un **Fondo de Estabilización**, administrado por CAMMESA, que absorbe las diferencias entre las compras de los distribuidores a precios estacionales y los pagos a los generadores por venta de energía al precio spot, creado para estabilizar el precio que pagan los usuarios finales (ver apartado "El precio estacional y el Fondo de Estabilización").

***Grandes Usuarios***

En el MEM los grandes usuarios pueden operar contratando en forma independiente su abastecimiento para consumo propio o en forma integrada a la Distribuidora.

El MEM clasifica a Grandes Usuarios de energía en tres categorías (i) Grandes Usuarios Mayores ("**GUMAs**"), (ii) Grandes Usuarios Menores ("**GUMEs**") y (iii) Grandes Usuarios Particulares ("**GUPAs**"):

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

***Uso de fuentes renovables de energía para la producción de energía eléctrica: Res. Gral. AFIP N° 4101-E/2017. Res. Gral. AFIP N° 4437/2019.***

A partir de la Res. Gral. AFIP N° 4101-E/2017 se establecen las formalidades para que los sujetos incluidos en el Régimen de Fomento Nacional puedan presentar, solicitar y efectivizar la acreditación o devolución anticipada del gravamen facturado.

Los responsables inscriptos en el IVA que realicen inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir del uso de fuentes renovables de energía en todo el territorio nacional, pueden solicitar la acreditación contra otros gravámenes a cargo de AFIP del IVA que se hayan facturado por la compra, fabricación, elaboración o importación definitiva

de bienes de capital, nuevos en todos los casos, o la realización de obras de infraestructura, electromecánicas y de montaje de acuerdo al régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica (Ley N° 26.190) o, la devolución anticipada.

Para acceder a la acreditación del gravamen facturado contra otros impuestos a cargo de AFIP se deberá contar con el Certificado Inclusión establecido previsto en el Decreto Reglamentario N° 531/2016 y estar incluido en las previsiones del art. 3 la Resolución N° 202/2016 - E del ex Ministerio de Energía y Minería ("**MEyM**"). Además, se establecen las condiciones que deberán presentar los proyectos de inversión sobre los que se pretende ejercer el beneficio, así como también respecto de la titularidad de los bienes de capital y las erogaciones correspondientes al proyecto de que se trate.

Asimismo, la norma establece los distintos requisitos fiscales necesarios para solicitar las acreditaciones, tales como contar con CUIT, el alta de los impuestos, mantener actualizado el código de la actividad desarrollada, entre otros. También se puso a disposición del solicitante un servicio "Ley 26.190 - Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía", disponible en el sitio "web" de AFIP (http://www.afip.gob.ar) a efectos de acceder a los aludidos beneficios. Las solicitudes se presentan una por periodo fiscal del IVA a partir del día 21 del mes en que opera el vencimiento.

El sistema establecido permite además cancelar las deudas impositivas en tanto se trate del mismo sujeto en carácter de titular pasivo de la deuda y titular activo del crédito, así como de desistir de la solicitud presentada.

Se informa que la Sociedad ha utilizado el mecanismo establecido por la Res. Gral. AFIP N° 4101-E/2017 como beneficio fiscal y adicionalmente ha amortizado aceleradamente a la fecha del presente Prospecto las inversiones en bienes de uso efectuadas en sus parques Villalonga I, Pomona I, Chubut Norte I, Chubut Norte III, Chubut Norte IV, Necochea, Ullum I, Ullum II y Ullum III.

Por otro lado, mediante la Res. Gral. AFIP N° 4437/2019 se establecen los requisitos para solicitar la aplicación del beneficio de amortización acelerada en el impuesto a las ganancias respecto de los proyectos de inversión y/o concesionario de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir del uso de fuentes de energías renovables, según lo dispuesto por la Ley N° 26.190.

En este orden, señalamos que la aplicación del beneficio deberá solicitarse con clave fiscal a través del servicio indicado precedentemente dentro del sitio web del organismo, debiendo informar previamente los comprobantes que respaldan las erogaciones en bienes de capital y obras de infraestructura sujetas al beneficio. Asimismo, en el citado servicio se informará la vida útil de los bienes y la tasa de amortización aplicable.

Aquellos contribuyentes que hubieran obtenido el beneficio de acreditación y/o devolución anticipada del IVA por las erogaciones efectuadas para adquirir los bienes por los que se solicita el beneficio de amortización acelerada deberán vincular los comprobantes oportunamente informados a los bienes objeto del beneficio a través del citado servicio.

El beneficio de amortización acelerada se encuentra sujeto a que el titular del proyecto mantenga el bien en su patrimonio durante 3 años, contados a partir de la fecha de habilitación del mismo. Por otra parte, se establecen precisiones respecto de los sujetos que hayan sido sancionados por incumplimientos en el emprendimiento.

Se informa que la Sociedad ha utilizado el mecanismo establecido por la Res. Gral. AFIP N° 4437/2019 como beneficio fiscal y adicionalmente ha amortizado aceleradamente a la fecha del presente Prospecto las inversiones en bienes de uso efectuadas en sus parques Madryn I, Madryn II, Villalonga I, Pomona I , Chubut Norte I , Chubut Norte III, Chubut Norte IV, Necochea, Ullum I, Ullum II y Ullum III.

***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 electricidad dentro de sus territorios. No obstante, si un participante del sector eléctrico provincial se conecta al Sistema Argentino de Interconexión (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 electricidad en el MEM, el cual se encuentra comprendido dentro de las facultades regulatorias del Gobierno Nacional.

**Estructura de la industria**

***La generación y el MEM***

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

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 cuatro empresas importantes de envergadura similar: (i) Central Puerto (Central Puerto S.A., La Castellana I, Achiras I, La Genoveva I, La Castellana II y La Genoveva II, Manque y Los Olivos; (ii) Enel Argentina S.A. (Enel Generación Costanera y El Chocón); (iii) Pampa Energía S.A. (Parque Eólico Mario Cebreiro, Parque Eólico Pampa Energía II, Parque Eólico Pampa Energía III, Hidroeléctrica Diamante, Hidroeléctrica Los Nihuiles, Hidroeléctrica Pichi Picun Leufu, Central Térmica Loma de La Lata, Central Térmica Ensenada Barragán, Central Térmica Güemes, Central Térmica Ing. White, Central Térmica Piedra Buena, Central Térmica Piquirenda, Central Termoeléctrica Genelba, Central Termoeléctrica Parque Pilar, Central EcoEnergía); y (iv) AES Argentina Generación S.A. (Centrales Térmicas San Nicolás, Paraná, Termoandes y Sarmiento, Hidroeléctricas Alicurá, Cabra Corral, Ullum y El Tunal). A ello hay que sumarle que una importante porción del sector de generación está en manos de empresas estatales y/o de control estatal (Yacyretá, Salto Grande, ENARSA (ex IEASA), Atucha y Embalse y de otros generadores privados (YPF Energía Eléctrica S.A., Orazul Energy Cerros Colorados S.A., Albanesi Energía S.A., Capex S.A. y la Sociedad).

Los generadores de energía eléctrica cuya fuente es térmica (generación por gas natural, líquidos derivados del petróleo como gasoil y fuel oil, o carbón) no necesitan una concesión estatal para funcionar, en tanto que los generadores cuya fuente es hidráulica sí necesitan una concesión estatal a los efectos del uso de las aguas. Términos típicos incluidos en estos acuerdos de concesión incluyen, entre otros: derecho a usar los recursos e instalaciones hídricas por un plazo determinado (por ej., 30 años) cuando el dique es propiedad del Gobierno Nacional o cualquier gobierno provincial y la opción de extender o renovar el plazo de la concesión por una cantidad determinada de años. Por lo general, el concesionario efectúa un pago inicial al Gobierno Nacional o al provincial por única vez a cambio de los derechos otorgados en la concesión y paga periódicamente un canon y/o regalías al respectivo gobierno de la provincia en la que está situado el río, a cambio del uso de este recurso hídrico. Normalmente, estos cánones periódicos varían según la energía generada.

Dentro del MEM la actuación de un Generador es: (a) física, como responsable de la operación de la central de generación; y (b) comercial, como vendedor en el Mercado Spot (se excluye el Mercado a Término en virtud de la Resolución N° 95) de su capacidad de producción de energía y potencia, debiendo pagar las deudas que resulten en el MEM de esta comercialización, tales como los cargos de Transporte, y el cargo por Gastos del OED, y recibiendo los ingresos que resulten de esta comercialización.

**Transporte de Energía Eléctrica**

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

El transporte de energía eléctrica está conformado por (i) un sistema de transporte en alta tensión (operado por la empresa TRANSENER, hoy co-controlada por el Grupo Pampa Energía y ENARSA -ex IEASA-), que conecta las principales áreas productoras y consumidoras de energía eléctrica, posibilitando la transmisión de electricidad entre distintas regiones de Argentina, y (ii) varios sistemas troncales regionales por los que se transmite la energía dentro de una determinada región y que conectan a los generadores, distribuidores y Grandes Usuarios que operan en dicha región.

Las empresas de distribución se encargan de abastecer a los usuarios finales de electricidad que no pueden contratar una fuente de suministro eléctrico independiente por su nivel de consumo, tales como usuarios residenciales.

Las principales características de los contratos de concesión tanto para el transporte como la distribución eléctrica son: (a) normas de calidad de prestación de servicio con penalidades que se aplican en caso de incumplimiento; (b) 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 10 años. Al término de cada período de gestión, el gobierno argentino debe llamar a licitación para vender la participación mayoritaria de la empresa de transporte o distribución; y (c) tarifas fijadas según criterios económicos con sistema de precio tope o “price caps” y procesos predeterminados respecto de su cálculo y ajuste.

Las tarifas cobradas por las compañías de transporte de electricidad incluyen: (a) un cargo de conexión, (b) un cargo por

uso de la capacidad de transporte, y (c) 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.

Sin perjuicio de lo anterior, desde el año 2002 en adelante han existido declaraciones de emergencia que han impactado en el valor de las tarifas que cobran los transportistas (ver apartado "*Emergencia del Sector energético*").

**Distribución de Electricidad**

Los distribuidores suministran energía eléctrica a los clientes finales en un área determinada. Si bien los contratos de concesión de los distribuidores no contienen requisitos específicos de inversión, los distribuidores tienen la obligación de conectar nuevos clientes y satisfacer cualquier incremento en la demanda de electricidad.

Cada empresa de distribución opera bajo un contrato de concesión suscripto con el gobierno federal o un gobierno provincial, según el caso, que establece, entre otras cuestiones, su área de concesión, la calidad del servicio que debe prestar, las tarifas que puede cobrar y las características de su obligación de satisfacer la demanda. El ENRE, o el ente regulador provincial, supervisan el cumplimiento por parte de las empresas de distribución de las disposiciones de sus respectivos contratos de concesión y de la Ley de Energía Eléctrica y las leyes provinciales, según el caso, y establece un mecanismo de audiencias públicas en las que pueden presentarse y resolverse quejas contra las empresas de distribución.

De acuerdo con la Ley de Energía Eléctrica, las tarifas aprobadas por el ENRE que cobren los distribuidores a los clientes finales contemplarán los costos asociados con la operación y el mantenimiento de las redes, costos de energía adquirida en el mercado y el retorno de sus bases de activos.

Sin perjuicio de lo anterior, desde el año 2002 en adelante han existido declaraciones de emergencia que han impactado en el valor de las tarifas que cobran los distribuidores (ver apartado "*Emergencia del Sector energético*").

**Precios**

***Precio Estacional y el Fondo de Estabilización***

El artículo 36 de la Ley 24.065 establece que en el mercado spot del MEM, se diferencian dos precios: (a) uno "horario", que perciben los vendedores y paga parte de la demanda: los usuarios que optan por abastecerse en el MEM; y (b) otro "estacional", que pagan los distribuidores, estabilizado semestralmente con ajustes trimestrales en función del precio horario esperado para el siguiente período y los recursos existentes en el Fondo de Estabilización.

El Fondo de Estabilización fue diseñado para absorber diferencias estacionales entre compras realizadas por los distribuidores a precios estacionales y los pagos a los generadores por venta de energía a Precio Spot. Cuando el Precio Spot es inferior al precio estacional, el Fondo de Estabilización crece, mientras que, si el precio estacional es inferior al Precio Spot, el Fondo de Estabilización se reduce. El saldo de pago pendiente del fondo refleja en cualquier momento la diferencia acumulada entre el precio estacional y el precio de la energía horario en el mercado spot. El Fondo de Estabilización debe mantener un monto mínimo para afrontar los pagos realizados por los generadores cuando los precios del mercado spot durante un trimestre particular superan el precio estacional.

Sin embargo, las modificaciones del marco regulatorio introducidas a partir del 2002, debido a la emergencia declarada por la Ley N° 25.561, dieron origen a cambios significativos en los precios estacionales cobrados a los distribuidores en el MEM, incluida la implementación de una escala de precios organizada por nivel de consumo del cliente (que varía de acuerdo con la categoría del cliente) cobrados por CAMMESA a las distribuidoras a un precio significativamente inferior al precio spot cobrado por los generadores. Asimismo, la remuneración reconocida a los generadores fue mantenida en niveles artificialmente bajos a través de diversas regulaciones que, entre otras cosas, dispusieron topes a los precios spot y congelamiento de los precios de la potencia puesta a disposición. La situación descripta anteriormente ha llevado a un déficit permanente del precio estacional con respecto al valor correspondiente del Precio Spot. Esta circunstancia ha definido un déficit creciente del Fondo de Estabilización que ha sido absorbido por el gobierno argentino a través de subsidios desde el año 2001.

En el año 2023, la fijación de precios estacionales fue realizada mediante las Resoluciones N° 54/2023 de la SE (Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 2023), N° 323/2023 (Programación Estacional de Invierno para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1° de mayo y el 31 de octubre de 2023), N° 612/2023 (Reprogramación Trimestral de Invierno para el MEM y MEMSTDF correspondiente al período comprendido entre el 1 de agosto y el 31 de octubre de 2023), y N° 884/2023 (Programación Estacional de Verano Definitiva para el MEM correspondiente al período comprendido entre el 1 de noviembre de 2023 y el 30 de abril de 2024), modificada por la Resolución SE N° 907/2023.

En el año 2024, la fijación de precios estacionales fue realizada mediante la Resolución N° 7/2024 de la SE (Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM y para el MEMSTDF correspondiente al período comprendido entre el 1° de febrero y el 30 de abril de 2023).

En el Fondo de Estabilización se depositan los montos que se produzcan aquellos meses en los cuales los resultados derivados de aplicar el sistema de precios estacionales arrojen un saldo positivo respecto de los del mercado Spot. A su vez, aquellos meses en los cuales los resultados se den a la inversa, este fondo proveerá los recursos financieros necesarios para completar el monto acreedor de los vendedores.

Resulta importante advertir que la disponibilidad de recursos en el Fondo de Estabilización es tomada en cuenta al momento de sancionar el Precio de Mercado para el trimestre en cuestión para evitar excesos o faltantes en dicho Fondo, y que la existencia de recursos en el Fondo de Estabilización, permite evitar incrementos estacionales. Por el contrario, a menor existencia de dinero en el Fondo de Estabilización, existe menor probabilidad de sancionar precios bajos dentro de los valores resultantes para los distintos escenarios previsibles y viceversa.

***El actual régimen remuneratorio de los Agentes Generadores.***

A través de la Resolución N° 1/2019, la entonces Subsecretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (B.O. 01/03/2019) (la "**Resolución N° 1/2019**"), implementó nuevos esquemas transitorios de remuneración para la Generación Habilitada Térmica, la Generación Habilitada Hidráulica y diseñó una nueva metodología de remuneración para las Centrales Hidráulicas Binacionales Yacyretá y Salto Grande. La Resolución N° 1/2019 derogó el régimen establecido por la Resolución N° 19/2017 de la ex SEE y estableció que el nuevo esquema de disponibilidad garantizada de potencia entraría en vigencia a partir del 1 de marzo de 2019.

Mediante la Resolución N° 1/19 se definió a los "Generadores Habilitados" ("**GH**") como todos los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM, exceptuándose la generación de las centrales hidroeléctricas binacionales, la generación nuclear y a los agentes, Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores con potencia comprometida por contratos centralizados destinados al abastecimiento de la demanda del MEM.

También se definió el esquema de "Disponibilidad Garantizada Ofrecida" ("**DIGO**") como la disponibilidad de potencia puesta a disposición por un Generador Habilitado Térmico ("**GHT**") que se compromete por cada unidad de generación y para cada periodo de remuneración de DIGO. Esta disponibilidad se comprometerá considerando las condiciones de temperatura típicas de sitio y con su combustible base de despacho. Según la Resolución N° 1/2019, no es posible comprometerse en el esquema DIGO la potencia y energía ya comprometida en un contrato suscripto en el marco de un régimen diferencial.

La Resolución N° 1/19 estableció como períodos de requerimiento de DIGO los siguientes:

(i) período verano: diciembre – enero – febrero;

(ii) período invierno: junio – julio – agosto;

(iii) periodo resto: marzo – abril – mayo y septiembre – octubre – noviembre.

Por otra parte, también se señaló que los GHT pueden declarar el compromiso de DIGO en los períodos que informe CAMMESA.

La Resolución N°1/19 fue modificada por la Resolución SE N° 31/20, publicada en el Boletín Oficial el 27 de febrero de 2020.

Mediante la Resolución N° 31/2020, la Secretaría de Energía modificó el régimen de remuneración de la generación de energía eléctrica no comprometida en cualquier tipo de contrato, a partir de las transacciones económicas correspondientes a febrero de 2020. Se pesificaron todos los precios (fijos en dólares desde la publicación de la Resolución N° 19/2017) y se estableció un mecanismo de ajuste mensual en función de la variación del IPC (60%) y el del IPIM (40%) - que fue primero suspendido a partir del 8 de abril de 2020 por intermedio de la Nota NO2020-24910606-APN-SE#MDP y finalmente derogado por la Resolución SE N° 440/2021-.

A su vez, la Resolución N° 31/2020 fue luego modificada por la Resolución SE N° 440/2021, la Resolución SE N° 238/2022,Resolución SE N° 826/2022, la Resolución SE N° 750/2023, la Resolución N° 869/2023 y la Resolución N° 9/2024. Esta última, publicada el 8 de febrero de 2024, actualizó las remuneraciones a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2024.

**Marco Regulatorio de las Energías Renovables en Argentina**

En los últimos años, la República Argentina ha incorporado a su agenda la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

La Sociedad se encuentra entre los principales actores de la industria de energía eólica renovable en Argentina junto con PCR, YPF Energía Eléctrica, Goldwind, Pampa Energía, Central Puerto y AES, quienes participan activamente junto con algunos otros, en las licitaciones de sector.

***Beneficios impositivos del Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica (el "Régimen de Energías Renovables"). Leyes N° 26.190 y N° 27.191***

Los principales beneficios promocionales incluidos en el Régimen de Energías Renovables establecido por Ley N° 26.190, modificada por la Ley N° 27.191, junto con el Decreto N° 531/2016, sus modificatorias, y las resoluciones del ex MEyM, son los siguientes:

1. Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (el "**IVA**") y amortización acelerada de activos a los fines del Impuesto a las Ganancias (el "**IG**"), pudiendo accederse a ambos beneficios en forma simultánea, con reducción de la extensión de los beneficios en función del momento en que ocurra el principio efectivo de ejecución del proyecto.

2. Extensión a diez años del plazo para el traslado de quebrantos impositivos a efectos de su compensación con ganancias obtenidas por el beneficiario. De utilizarse la extensión del plazo, las pérdidas fiscales derivadas de la actividad promovida podrán ser sólo compensadas con las utilidades netas resultantes de la misma actividad.

3. Exclusión de activos afectados por la actividad sujeta al Régimen de Energías Renovables de la base imponible del impuesto a la ganancia mínima presunta desde el principio efectivo de ejecución de las obras, extendiéndose tal beneficio hasta el octavo ejercicio inclusive, desde la fecha de puesta en marcha del proyecto respectivo. Los activos excluidos son aquellos conectados al proyecto sujeto al Régimen de Energías Renovables e ingresados al patrimonio de la empresa titular del mismo con posterioridad a la fecha de su aprobación. Destacamos que Ley N° 27.260 establece la derogación de este impuesto para los ejercicios que iniciados a partir del 1° de enero de 2019.

4. Exención de la retención del 10% sobre los dividendos o utilidades (creada por Ley N° 26.893) que sean distribuidos por las sociedades titulares de los proyectos sujetos al Régimen de Energías Renovables, en la medida que éstos sean reinvertidos en nuevos proyectos de infraestructura en el país. Cabe señalar que dicha retención fue eliminada mediante la Ley N° 27.260. Asimismo, es importante señalar que la exención no resultaría procedente respecto de la retención establecida mediante la Ley Nº 27.430 aplicable a la ganancia neta de las personas humanas, sucesiones indivisas y beneficiarios del exterior derivada de dividendos y utilidades distribuidas por entidades argentinas. En este sentido, en función de las últimas modificaciones introducidas por la Ley N° 27.630, los dividendos originados en utilidades obtenidas durante ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2021 estarían sujetos a la alícuota de retención del 7%.

5. Certificado fiscal. Los beneficiarios del Régimen de Energías Renovables que en sus proyectos de inversión acrediten fehacientemente un sesenta por ciento (60%) de integración de componente nacional en las instalaciones electromecánicas, excluida la obra civil, o el porcentaje menor que acrediten en la medida que demuestren efectivamente la inexistencia de producción nacional —el que en ningún caso podrá ser inferior al treinta por ciento (30%)—, tendrán derecho a percibir como beneficio adicional un certificado fiscal para ser aplicado al pago de determinados impuestos nacionales, por un valor equivalente al veinte por ciento (20%) del componente nacional de las instalaciones electromecánicas —excluida la obra civil— acreditado. La asignación del certificado fiscal está condicionada a que el contribuyente no tenga deudas líquidas y pagaderas ante la AFIP. El certificado fiscal podrá ser cedido a terceros y ser utilizado tanto por los beneficiarios o los cesionarios para el pago de la totalidad de los montos a abonar en concepto de IG, IVA, Impuestos Internos, en carácter de saldo de declaración jurada y anticipos cuya recaudación se encuentre a cargo de la AFIP. El certificado fiscal podrá ser cedido a terceros una sola vez.

6. Otros beneficios, incluida la posibilidad de negociar libremente y solicitar un incremento de la tarifa de la energía renovable para reflejar los mayores costos derivados de los aumentos de impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales o de CABA producidos con posterioridad a la celebración del contrato de abastecimiento de energía renovable. En el caso de contratos celebrados con CAMMESA, la solicitud deberá estar acompañada de la documentación correspondiente que acredite el incremento de costos. CAMMESA evaluará esta solicitud. El Decreto N° 531/2016, en su Capítulo V, detalla que abarca y qué excluye el concepto de "incremento fiscal". Cabe destacar que la solicitud de reconocimiento del nuevo precio por aumento de

impuestos, junto con la acreditación de la información y documentación, está sujeta a un plazo de caducidad automática.

7. Exención de los derechos de importación y de todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo y la tasa de estadística, con exclusión de las demás tasas retributivas de servicios, para la importación de nuevos activos de capital, equipos especiales, partes o elementos componentes de dichos bienes, nuevos en todos los casos, e insumos aprobados por la Autoridad de Aplicación, necesarios para la ejecución del proyecto de inversión en la medida en que la importación de los mismos haya sido realizada hasta el 31 de diciembre de 2017.

8. Adicionalmente, el acceso y la utilización de las fuentes renovables de energía no estarán gravados o alcanzados por ningún tipo de tributo específico, canon o regalías, sean nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, hasta el 31 de diciembre de 2025, excluyendo las tarifas potenciales pagaderas sobre el uso de tierras fiscales donde los proyectos se instalaren.

Aquellos que deseen participar en el Régimen de Energías Renovables deben renunciar a la promoción de cualquier procedimiento judicial o administrativo con relación a las disposiciones del Decreto N° 1043 de fecha 30 de abril de 2003 o para reclamar con fines impositivos la aplicación de procedimientos de actualización cuya utilización se encuentra vedada conforme a lo dispuesto por la Ley 23.928 y sus modificaciones y el artículo 39 de la Ley 24.073 y sus modificaciones. Este régimen es complementario del establecido por la Ley 25.019 y sus normas reglamentarias, siendo extensivos a todas las demás fuentes definidas en la ley 26.190, los beneficios previstos en los artículos 4º y 5º de dicha ley 25.019. Los beneficios otorgados por sistemas anteriores bajo las Leyes Nº 25.019 y 26.360, y los proyectos que se benefician de dichos sistemas sólo pueden tener acceso al Régimen de Energías Renovables si las obras que se comprometen bajo los contratos ejecutados bajo el mismo no han comenzado a partir de la fecha de la solicitud.

La Ley Nacional N° 26.190 y su modificatoria la Ley N° 27.191, invitaron a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a adherir al régimen y a dictar, en sus respectivas jurisdicciones, su propia legislación destinada a promover la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. Como consecuencia de ello, numerosas legislaturas provinciales hicieron lo propio aprobando las respectivas leyes de adhesión e incorporando beneficios impositivos a nivel local. El alcance y las particularidades de estos regímenes deben corroborarse en el caso concreto, variando sustancialmente conforme la jurisdicción involucrada, y contemplan, según el caso, exenciones en el Impuesto sobre los Ingresos brutos, Impuesto de sellos, Impuesto inmobiliario y regímenes de Estabilidad fiscal.

***Contratos de Abastecimiento con ENARSA***

La Resolución N° 712/2009, aprobó el modelo de contrato a ser celebrado entre el MEM (representado por CAMMESA) y ENARSA para el abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables generada bajo los contratos adjudicados en la Licitación N° 1/2009 de ENARSA.

La Resolución N° 712/2009 también agregó el Anexo 39 y reemplazó el Anexo 40 de Los Procedimientos. En este sentido, el nuevo Anexo 39 establece los lineamientos para la generación a partir de fuentes renovables, excluyendo la energía hidroeléctrica y la eólica. El Anexo 40 establece los lineamientos para la generación de energía eólica.

Respecto de los contratos a ser adjudicados, antes de su celebración, ENARSA debía realizar ciertos esfuerzos con la ex SEE para obtener la aprobación para la oferta de generación disponible conforme a la cual pretendía celebrar cada contrato con CAMMESA.

Basado en el análisis de las propuestas recibidas, la ex SEE consideraría los méritos de contratar por la disponibilidad de generación y la energía asociada, instruiría a CAMMESA a celebrar un contrato con aquellas partes cuyas solicitadas hayan sido aceptadas, y enviaría el texto del contrato a ser celebrado con sus cláusulas específicas.

Las características principales de los contratos aprobados por la Resolución SE N° 712/2009 son las siguientes:

1. La energía abastecida debe ser generada por máquinas designadas en conformidad con los requerimientos de despacho de CAMMESA, y debe ser adecuada a la capacidad del generador.

2. Los contratos tendrán un plazo de vigencia de 15 años, que puede renovarse por un plazo máximo adicional de 18 meses.

3. Cuando la electricidad sea generada a partir de fuentes renovables distintas de los biocombustibles (como sería el caso de la energía eólica y/o fotovoltaica), no se adeudará ningún pago por potencia. En dichos casos, la contraprestación consiste en la compensación adeudada a cambio de la energía eléctrica entregada, un cargo por gestión y el pago de una fracción de los gastos generales (cargos por transporte, gastos, tasas y otros conceptos específicamente predeterminados). El precio de la energía eléctrica suministrada permanece constante durante todo el plazo de vigencia de cada contrato específico.

4. Asimismo, se estableció un fondo que garantiza hasta el 20% de las obligaciones de pago bajo los contratos de abastecimiento a partir de fuentes renovables. Dicho fondo es financiado por CAMMESA a través de un cargo adicional mensual de hasta el 10% de los cargos aplicables por la generación y energía asociada.

La Resolución N° 712/2009 estableció asimismo que, hasta tanto sea de aplicación la Resolución de la SE N° 406/2003, las obligaciones de pago derivadas de los Contratos MEM celebrados en el marco del Programa de Energías Renovables se beneficiarán de la prioridad establecida en el inc. e) del Artículo 4 de dicha resolución. Asimismo, estableció que en el caso de una modificación regulatoria en el orden de prelación mencionado, las obligaciones de pago bajo dichos Contratos MEM tendrán como mínimo el mismo nivel de prioridad reconocido a los costos operativos de las empresas de generación térmica. En otras palabras, la recuperación de costos asociados a los Contratos MEM celebrados en el marco del Programa de Energías Renovables tenían, al menos, la misma prioridad que la recuperación de, por ejemplo, los costos del combustible utilizado para generación de energía eléctrica ya instalada.

La Sociedad resultó adjudicataria de 399,4 MW de un total de 1,015 MW objeto de la Licitación N° 1/2009, que comprende los Parques Eólicos Rawson I y II y Parque Eólico Madryn, ambos actualmente en operación, de conformidad con el Programa de Energías Renovables después de su incorporación a dicho régimen de conformidad con la Resolución Nº 202-E/2016. También bajo el Licitación N° 1/2009, el parque eólico Loma Blanca IV fue otorgado a los entonces accionistas de Loma Blanca IV, véase "Información sobre la Sociedad—Generación de Energía - Proyectos de Generación con Fuentes de Energía Renovable."

El 29 de septiembre de 2016, el Ministerio de Energía dictó la Resolución Nº 202 - E/2016 que derogó la Resolución No. 712/2009.

***Resolución N° 202-E/2016***

El 29 de septiembre de 2016, el ex Ministerio de Energía dictó la Resolución N° 202 - E/2016, mediante la cual, entre otras medidas:

- derogó las Resoluciones SE 712/2009 (salvo por una disposición modificatoria de los Procedimientos) y 108/2011.

- estableció que los contratos de abastecimiento suscriptos bajo las Resoluciones SE 712/2009 y 108/2011 en los que las centrales de generación hubieren obtenido la habilitación comercial a la fecha de publicación de la Resolución N° 202 –E/2016 se mantendrán en los términos contractuales establecidos oportunamente (aunque los beneficios fiscales pendientes se adaptarán a las nuevas reglamentaciones establecidas en dicha resolución).

- estableció los términos y condiciones bajo los cuales los titulares de proyectos renovables con contratos suscriptos bajo la Resolución SE N° 712/2009, respecto de los cales no se hubieren suscripto las respectivas adendas, podrían acogerse a los beneficios establecidos en las Ley de Energías Renovables y suscribir nuevos contratos bajo este último régimen (en los términos establecidos en la Resolución N° 202 - E/2016).

- estableció los términos y condiciones bajo los cuales los titulares de proyectos renovables con PPA suscriptos bajo la Resolución SE N° 712/2009 o la Resolución SE N° 108/2011 –con respecto a los cuales (i) se hubiese producido una causal de rescisión automática y (ii) se hubiesen realizado erogaciones de fondos asociados a las instalaciones de generación en niveles suficientes para tener por cumplido el principio efectivo de ejecución en los términos del Artículo 9 de la Ley N° 26.190 modificado por la Ley N° 27.191– podrían solicitar su incorporación al régimen establecido por la Ley de Energías Renovables a través de la suscripción de nuevos contratos de abastecimiento bajo ese régimen (en los términos establecidos en la Resolución N° 202 - E/2016).

***RenovAr (Ronda 1): Licitación de Proyectos para Generación de Energía Renovable***

En virtud de la Resolución N° 136/2016, el ex MEyM (i) instruyó a CAMMESA a llevar adelante un procedimiento de convocatoria abierta nacional e internacional –Programa RenovAr (Ronda 1)- para la admisión y posible adjudicación de ofertas para la suscripción de contratos de compraventa de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables y (ii) aprobó el pliego de bases y condiciones.

El marco contractual del Programa RenovAr incluye (a) el contrato de abastecimiento de energía eléctrica renovable (PPA) y (b) el acuerdo de adhesión e incorporación al FODER.

Resumidamente, los PPA celebrados bajo este proceso tienen los siguientes términos y condiciones:

1 Objeto: venta de la cantidad de energía eléctrica asociada al nuevo equipamiento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables en el MEM.

2 Vendedor: es el agente generador, co-generador o auto generador del MEM cuyo proyecto fue adjudicado a través de una sociedad vehículo para fines específicos;

3 Comprador: CAMMESA, en representación de los distribuidores y grandes usuarios del MEM (CAMMESA podrá ceder los PPA a los agentes distribuidores y/o grandes usuarios del MEM, de acuerdo con las reglamentaciones a emitirse).

4 Plazo del contrato de abastecimiento: Veinte (20) años desde la fecha de habilitación comercial.

5 Términos del contrato de abastecimiento: Tipo y tecnología de la energía a suministrar; la energía total comprometida a entregar por año; capacidad de generación de cada unidad y la capacidad total instalada comprometida; la compensación que recibirá el vendedor y que se pagará la parte compradora por la electricidad suministrada, en base al precio cotizado en Dólares Estadounidenses por megavatio por hora (US$/MWh) (los pagos se realizarán en Pesos al tipo de cambio aplicable); los términos y condiciones de la garantía de cumplimiento a ser suministrada por la parte vendedora y el régimen de penalidades contractuales por incumplimiento;

6 Prioridad de pago de los contratos de abastecimiento: serán los primeros en el orden de prelación, equivalente a la prioridad de pago bajo los PPA derivados de la Resolución N° 220/2007), cuya prioridad operará sin perjuicio de cualquier sistema de cobro exclusivo que se aplique en el futuro al monto pagado por la demanda correspondiente al PPA;

7 Garantías FODER: los pagos de energía mensuales en virtud del contrato de abastecimiento son garantizados por el FODER, que cuenta con una única cuenta de reserva separada a 12 meses en respaldo de los pagos de facturas mensuales a los generadores. El FODER garantiza asimismo el pago del precio de la eventual opción de venta del proyecto, que puede ser ejercida por el vendedor en determinados supuestos;

8 Garantía del Banco Mundial: Opcional. Garantiza el pago del precio de la opción de venta ejercida por el generador en que caso de ocurra alguno de los supuestos que prevé el Acuerdo de Adhesión e Incorporación al FODER. Este Acuerdo fue firmado por cada generador adjudicado en el Programa RenovAr.

9 Opción de Compra: el Acuerdo de Adhesión e Incorporación al FODER prevé que el gobierno argentino tiene la facultad de ejercer la opción de compra de la Central de Generación en caso de que ocurran ciertos incumplimientos por parte del vendedor;

10 Las operaciones de la planta de energía en el MEM se rigen por el marco regulatorio compuesto por las Leyes N° 15.336 y N° 24.065 y sus reglamentaciones, y en particular por los Procedimientos.

Asimismo, los contratos de abastecimiento prevén un esquema de cumplimiento escalonado de determinados hitos de avance de obras. De este modo, el vendedor cuenta con un plazo determinado para alcanzar los siguientes hitos: (i) la fecha de cierre financiero, (ii) la fecha de comienzo de construcción, (iii) la fecha de llegada de equipos y (iv) la fecha de habilitación comercial.

En el caso de que el vendedor incurriera en un atraso mayor a 60 días en alcanzar los hitos (i), (ii) y (iii), este tendrá la obligación de incrementar el monto de la garantía de cumplimiento del contrato en un monto equivalente al 20% del

monto de la garantía de cumplimiento del contrato vigente en ese momento.

En el caso de que el vendedor incurriera en un retraso en alcanzar la fecha de habilitación comercial, el comprador (CAMMESA) tendrá derecho de aplicar una multa de US$ 1.388 por cada MW de potencia contratada, por cada día de retraso en alcanzar la fecha de habilitación comercial. Si la habilitación comercial no ocurre dentro de los 180 días de la fecha de habilitación comercial, el comprador tendrá la facultad de rescindir unilateralmente el contrato.

Respecto de las multas, el ex MEyM emitió la Resolución N° 285/2018 ("**Resolución N° 285**"), publicada en el Boletín Oficial el 11 de octubre de 2018. Esta resolución estableció, entre otras cuestiones, lo siguiente:

1 El monto de las multas impuestas por CAMMESA con motivo del incumplimiento de la fecha programada de habilitación comercial prevista en los contratos de abastecimiento suscriptos por los adjudicatarios de las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr, será descontado de la suma que le corresponda percibir al vendedor sancionado en virtud del contrato suscripto, a partir de la fecha de habilitación comercial efectiva, en 12 cuotas mensuales, iguales y consecutivas.

2 Dentro de los 10 días hábiles de publicada la Resolución 285 o de notificada la sanción correspondiente, según el caso, el vendedor que resulte sancionado podrá optar –mediante comunicación fehaciente a CAMMESA- para que el descuento de las multas por dicho incumplimiento se realice a partir de la fecha de habilitación comercial efectiva, hasta en 48 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, aplicándose sobre el saldo una tasa efectiva anual equivalente a 1,7% nominada en Dólares Estadounidenses.

3 Ante el incumplimiento de la fecha de habilitación comercial, luego de considerar cualquier extensión de esta de conformidad con la cláusula 7.2 del contrato de abastecimiento (hasta 180 días de la fecha de habilitación comercial), se otorgará un plazo adicional de 180 días corridos para alcanzar la fecha de habilitación comercial, bajo apercibimiento de rescindir el contrato, si el vendedor: (i) acreditara haber alcanzado un avance de obra de al menos el 70%, en la oportunidad y con las condiciones que establezca la Subsecretaría de Energías Renovables, (ii) hubiere incrementado la garantía de cumplimiento del contrato en caso de haber incumplido hitos de avance de obras anteriores a la habilitación comercial, (iii) incrementara el monto de la garantía de cumplimiento del contrato con una antelación mínima de 10 días hábiles de la fecha de finalización del plazo de 180 días previsto en las cláusula 7.2 del contrato antes mencionada, en un monto equivalente al 30% del monto original de la garantía de cumplimiento de contrato. A los efectos de cumplir con este requisito, el Vendedor deberá sustituir la garantía de cumplimiento de contrato vigente en ese momento –es decir, incluyendo los montos resultantes de los incrementos que puedan haberse realizado por incumplir con hitos anteriores– por una nueva que incluya el monto de aquélla más el incremento del 30%. La nueva garantía de cumplimiento de contrato constituida deberá tener una vigencia de, por lo menos, 1 año.

4 De no alcanzarse la fecha de habilitación comercial en el plazo adicional de 180 días que otorga la Resolución N° 285, se rescindirá el contrato y se ejecutará la garantía de cumplimiento de contrato constituida conforme con lo previsto en la referida Resolución.

La Resolución N° 285 fue posteriormente modificada por la Resolución N° 742/2021, que introdujo novedades en los siguientes aspectos:

- Prórrogas: ante el incumplimiento de la fecha programada de habilitación comercial se otorgará una prórroga por un plazo adicional de 360 días (anteriormente el plazo era de 180 días) para alcanzar la fecha de Habilitación Comercial. Esto se podrá solicitar si el vendedor logra acreditar, entre otras cuestiones, haber alcanzado un avance de obra de al menos el 70%.

- Multas: El monto de las multas impuestas por CAMMESA por incumplimiento de la fecha programada de habilitación comercial y por el incumplimiento de abastecimiento de energía comprometida será descontado de la suma que le corresponda percibir al vendedor en 12 cuotas mensuales, iguales y consecutivas.

El vendedor podrá optar, dentro de los 10 días hábiles notificada la sanción, que el descuento de las multas se realice en hasta 48 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, aplicándose sobre el saldo una Tasa Efectiva Anual equivalente a 1,7% nominada en Dólares Estadounidenses.

- Para aquellos que proyectos que hayan optado por abonar las penalidades en 48 cuotas, CAMMESA estará

facultada para, una vez calculada la penalidad correspondiente, descontar de la remuneración mensual a percibir en un importe que no exceda el 40% de la remuneración mensual. El saldo remanente de la penalidad será abonado en la primera oportunidad, en caso de que el descuento de la penalidad mensual sea menor al 40% de su remuneración mensual.

- Además, se facultó a CAMMESA de reducir un 70% las multas diarias por cada megavatio de potencia contratada a los proyectos que hayan pedido la prórroga de 360 días, durante el transcurso del plazo adicional hasta la fecha de habilitación comercial.

La multa diaria prevista en los contratos de abastecimiento en caso de incumplimiento de la fecha de habilitación comercial (US$ 1.388 por cada MW de potencia contratada), se aplicará hasta la finalización del plazo de 180 días de extensión que prevé la cláusula 7.2 del contrato. Seguidamente, durante el transcurso del plazo de 180 días adicionales previsto en la Resolución 285, y hasta la fecha de habilitación comercial efectiva, se aplicará una multa diaria por cada MW de potencia contratada, equivalente a la multa diaria reducida en el porcentaje de avance de obra acreditado de conformidad con los parámetros establecidos por la Resolución 285.

Posteriormente, la Resolución N° 165/2023 sustituyó el artículo 1 de la Resolución 285 (que había sido modificado por la Resolución N° 742/2021), contemplando una nueva modalidad de pago de las penalidades que corresponde aplicar con motivo del incumplimiento de la fecha de habilitación comercial e incumplimiento de abastecimiento de energía comprometida.

A fin de asegurar el mantenimiento mínimo de la central de generación y con relación a aquellos proyectos que hayan optado por abonar las penalidades en 48 cuotas, se faculta a CAMMESA a que, una vez calculada la penalidad correspondiente y determinado el importe mensual de las cuotas por todas las penalidades que pudieran corresponder al proyecto, descuente de la remuneración mensual a percibir por el contrato un importe –en carácter de penalidad– que no exceda del 20% de la remuneración mensual. El saldo remanente de la penalidad será abonado en la primera oportunidad, o subsiguientes en caso de corresponder, en que el descuento de la penalidad mensual sea menor al 20% de la remuneración mensual.

- En caso de que, superado el número de cuotas previstas para el pago de la penalidad quedara un saldo remanente sin abonar, este se descontará de acuerdo con la metodología prevista en el párrafo anterior hasta completar el pago total de la penalidad correspondiente en las mismas condiciones financieras. Si el sado remanente sin abonar superara la vigencia del contrato, CAMMESA podrá reestructurarlo conforme al mecanismo que estime conveniente, o que el descuento de la penalidad mensual incremente del 20% al 40% de la remuneración mensual de la central de generación.

En forma complementaria, mediante la Resolución N° 72/16 (posteriormente modificada por la Resolución N° 414/19 emitida por la Secretaría de Gobierno de Energía), el ex MEyM estableció el procedimiento para la obtención del Certificado de Inclusión en el Régimen de Fomento establecido en las Ley de Energías Renovables. Este procedimiento se aplicará a los titulares de proyectos desarrollados bajo contratos individuales o en el marco de las licitaciones del Programa Renovar, proyectos de cogeneración y autogeneración, que así lo soliciten.

Los titulares de proyectos de inversión y/o licenciatarios adjudicados en el marco de la licitación obtuvieron el Certificado de Inclusión y los beneficios promocionales solicitados en su oferta, en forma total o parcial, según el caso.

A tal fin, la aplicación de los beneficios y la cuantificación es realizada en cada caso bajo los procesos de licitación en los que participe la parte interesada, y aplicando los mismos criterios establecidos en el procedimiento aprobado por la Resolución N° 72/2016, de conformidad con los términos y condiciones pertinentes y otra documentación del procedimiento respectivo.

El 5 de septiembre de 2016, se presentaron 123 ofertas. Mediante la Resolución N° 213/2016, el Ministro de Energía y Minería adjudicó la celebración de veintinueve contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable, distribuidos de la siguiente forma: 12 contratos de energía eólica por un total de 708 MW con un precio promedio ponderado de US$ 59/MWh, cuatro proyectos solares por 400 MW con un precio promedio ponderado de US$ 60/MWh; cinco pequeños proyectos hidroeléctricos por un total de 11 MW, todos a un precio de US$105/MWh; seis proyectos de biogás con una capacidad instalada total de aproximadamente 9 MW, con un precio promedio ponderado de US$154/MWh; y dos proyectos de biomasa, para una capacidad total instalada de aproximadamente 15 MW, ambos a un precio de US$ 110/MWh.

Entre ellos, fueron adjudicados los proyectos de Chubut Norte I y Villalonga I.

***RenovAr (Ronda 1.5): Licitación de Proyectos de Generación de Energía Renovable***

En virtud de la Resolución N° 252-E/2016, dictada el 28 de octubre de 2016 (la "**Resolución N° 252**") el ex MEyM llamó a una licitación nacional e internacional – Programa–RenovAr (ronda 1.5) para la calificación y posible adjudicación de contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables. Esta licitación estaba destinada a aquellos oferentes de tecnología eólica y solar fotovoltaica que participaron de la Ronda 1 del Programa RenovAr, y que, independientemente de que hayan calificado o no previamente, estuvieran en condiciones de presentarse y mejorar los precios ofrecidos. La Resolución N° 252 también aprobó los pliegos licitatorios, los precios máximos de los contratos de abastecimiento y un tope a los beneficios impositivos.

Los proyectos de tecnología solar fotovoltaica tuvieron un precio máximo de 59,75 US$/MWh, y un cupo máximo de beneficios fiscales por 720.000 US$/MW.

Las ofertas de la Ronda 1.5 fueron presentadas el 11 de noviembre de 2016.

Mediante Resolución Nº 281-E/2016, el ex MEyM adjudicó la celebración de treinta contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables, para una capacidad total de 1281,5 MW, de la siguiente forma: 10 contratos de energía eólica para una capacidad total de 765,4 MW con un precio promedio ponderado de US$ 53,34/MWh, un precio mínimo de US$ 46 / MWh y un precio máximo de US$ 59,4/MWh; y 20 contratos de energía solar para una capacidad agregada de 516.2 MW con un precio promedio ponderado de US$ 54.94/MWh, un precio mínimo de US$ 48,00 / MWh y un precio máximo de US$ 59,20/MWh.

Entre ellos, se le adjudicó a Centrales de la Costa el derecho de desarrollar el proyecto del parque eólico Necochea. Para más información sobre el *joint venture* Necochea, véase "*Información sobre la Sociedad—Generación de Energía—Parques Eólicos—Parque Eólico Necochea*". Asimismo, fueron adjudicados los proyectos Pomona I, Ullum I, Ullum II y Ullum III.

***RenovAr (Ronda 2): Licitación de Proyectos de Generación de Energía Renovable***

En virtud de la Resolución Nº 275-E/2017 emitida el 16 de agosto de 2017, el ex MEyM le instruyó a CAMMESA llevar adelante un procedimiento de convocatoria abierta nacional e internacional –Programa RenovAr (Ronda 2) - para la admisión y posible adjudicación de contratos de compraventa de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás, biogás de relleno sanitario y pequeñas plantas hidroeléctricas. En la misma oportunidad, el ex MEyM también aprobó el pliego de bases y condiciones.

En esa edición de RenovAr se adjudicó un total de 1.200 MW. Los proyectos que calificaban eran los proyectos de (i) nuevas centrales de energía eléctrica; o (ii) de ampliación o repotenciación de centrales de energía eléctrica (iii) llevada a cabo con equipos nuevos o usados y con tecnologías comprobadas. Se permitió la presentación de proyectos de cogeneración o autogeneración.

En esta oportunidad, el ex MEyM adjudicó, a través de la Resolución N ° 473-E / 2017, sesenta y seis proyectos para una capacidad total de 1404 MW, distribuidos de la siguiente manera: 117,2 MW para biomasa, 35 MW para biogás; 13,1MW para el biogás del vertedero, 20,8 MW para la pequeña hidráulica, 665,8 MW para la energía eólica y 556,8 MW para la energía solar.

De manera similar a lo ocurrido durante la Ronda 1, a través de la Resolución N° 473/2017, el MEyM invitó a los licitantes calificados, pero no adjudicados, a celebrar acuerdos de suministro de fuentes de energía renovables y los correspondientes contratos de adhesión al FODER. Esta Ronda fue nombrada como "RenovAr Ronda 2 – Fase 2".

La Sociedad presentó once proyectos, incluidos seis de su cartera, para la generación de energía eólica y de biomasa. Mediante la Resolución No. 473-E/2017 emitida el 29 de noviembre de 2017 por el Ministerio de Energía, se le adjudicó el derecho a desarrollar los proyectos Chubut Norte III y Chubut Norte IV. Además, mediante la Resolución N° 488-E/2017 emitida el 19 de diciembre de 2017, se le adjudicó el derecho a desarrollar el Proyecto de Biomasa La Florida.

***Energías Renovables: Nuevo Régimen del Mercado a Término (MATER) - Resolución N° 281-E/2017***

En virtud del artículo 10 de la Ley N° 27.191, la generación de energía a partir de fuentes renovables se encuentra excluida de los límites impuestos por la Resolución SE N° 95/2013 a la suscripción de contratos del mercado a término del MEM. En este contexto, el ex MeyM emitió la Resolución N° 281-E/2017 (la "**Resolución N° 281**", modificada por la Resolución N° 230/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía, las Resoluciones N° 551/2021 y 14/2022 de la Secretaría de Energía, y las Resoluciones N° 370/2022 y 360/2023 del Ministerio de Economía).

La Resolución N° 281 reglamenta el MATER, en el que Generadores, Autogeneradores, Cogeneradores, Comercializadores y Distribuidores pueden celebrar contratos de abastecimiento de energía, pactando sus condiciones esenciales en un marco de autonomía y libertad contractual, en particular en lo atinente a la duración, las prioridades de asignación, los precios y demás condiciones contractuales.

En este contexto, estableció las condiciones de cumplimiento de las metas de consumo de energía renovable previstas en la Ley N° 27.191 por parte de los grandes usuarios del MEM y las grandes demandas (clientes de las distribuidores del MEM) —en tanto sus demandas de potencia sean iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW) medios—, a través de la contratación individual en el MATER o por autogeneración de fuentes renovables, de conformidad con lo previsto en el artículo 9° del Anexo II del Decreto N° 531/2016, modificatorios y complementarios.

Esta Resolución fue resultado de un proceso de audiencias públicas y buscó promover e incentivar la participación dinámica en el mercado a término, así como el incremento de los acuerdos privados entre los agentes y participantes del MEM. De esta manera, la Resolución N° 281 permitió que los grandes usuarios cumplieran con sus cuotas de consumo de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables por medio de: (i) el sistema de compras conjuntas desarrollado por CAMMESA, (ii) contrataciones individuales en el MATER con generadores o comercializadores (i.e. contratos de abastecimiento de energía entre privados), o (iii) el desarrollo de proyectos de autogeneración o cogeneración.

Como principio general, la Resolución N° 281 estableció que las condiciones de los contratos de abastecimiento privados celebrados en el MATER pueden ser pactadas libremente entre las partes en lo atinente a la duración, las prioridades de asignación, los precios y demás condiciones contractuales.

A tal fin, los proyectos de generación, autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuentes renovables habilitados para suministrar la energía eléctrica a los grandes usuarios ("**Proyectos Habilitados**") deben cumplir con los siguientes requisitos: a) ser habilitados comercialmente de conformidad con Los Procedimientos de CAMMESA, con posterioridad al 1° de enero de 2017; b) estar inscriptos en el Registro de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable ("**RENPER**"); c) no ser proyectos comprometidos bajo otro régimen contractual, por la potencia ya contratada.

Asimismo, los agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores titulares de los Proyectos Habilitados podrán obtener los beneficios promocionales establecidos en las leyes 26.190 y 27.191 de acuerdo con lo establecido en el artículo 1° de la Resolución N° 72 de fecha 17 de mayo de 2016, conforme se explicará en los acápites siguientes.

En este contexto, los Proyectos Habilitados están facultados para:

(i) Vender, mediante contratos del mercado a término, a grandes usuarios o autogeneradores, la energía eléctrica producida o la adquirida por contratos con otros generadores, cogeneradores, autogeneradores o comercializadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, conforme las reglas que rigen las transacciones en el MEM.

(ii) Adquirir, mediante contratos del mercado a término, de otros generadores, cogeneradores, autogeneradores titulares de proyectos habilitados o comercializadores, la energía que estos produzcan o comercialicen, conforme las reglas que rigen las transacciones en el MEM

(iii) Vender, mediante contratos del mercado a término, a otros generadores, cogeneradores, autogeneradores o comercializadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables la energía eléctrica producida, conforme las reglas que rigen las transacciones en el MEM

(iv) Vender a CAMMESA el excedente de los volúmenes de energía eléctrica comprometidos en los contratos que hubieren celebrado, en los términos y con el alcance establecido en el artículo 12, del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio. Tales excedentes no podrán superar el diez por ciento (10%) de la generación del Proyecto Habilitado.

(v) Actuar en el mercado spot, vendiendo la energía eléctrica generada excedente no comercializada de acuerdo con lo previsto en los incisos anteriores, la que será valorizada al precio establecido en la Resolución N° 19 de fecha 27 de enero de 2017 o la que la reemplace en el futuro (la Resolución N° 1, y actualmente, la Resolución N° 31/2020).

Adicionalmente, siguiendo con la prioridad de despacho establecida en el artículo 18 de la Ley N° 27.191, la Resolución N° 281 previó un régimen de prioridad aplicable a los generadores de energía de fuente renovable en casos de congestión asociados a limitaciones en la capacidad de transporte disponible. Así, estableció que la generación de las centrales que se enumeran a continuación poseerá igual prioridad de despacho y tendrán mayor prioridad de despacho frente a la generación renovable que opere bajo el régimen de la Resolución N° 281, pero que no haya solicitado la prioridad conforme el artículo 7 de su anexo.

Así, las siguientes centrales de generación serán despachadas *pari passu*:

- 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;

- Centrales que suministren su energía en el marco de los contratos de abastecimiento celebrados por CAMMESA en los términos establecidos en las Resoluciones ex SEE N° 712/2009 o N° 108/2011 que ingresen en operación comercial con posterioridad al 1 de enero de 2017;

- Centrales que suministren su energía en el marco de los contratos de abastecimiento celebrados por CAMMESA a través del sistema de compras conjuntas;

- Centrales que suministren su energía en cumplimiento de los contratos de abastecimiento celebrados por CAMMESA en el marco de lo dispuesto en la Resolución N° 202/2016 del ex MEyM;

- Centrales que operen bajo el MATER, incluyendo las centrales de autogeneración y cogeneración, que hubieren obtenido la asignación de prioridad de acuerdo con lo establecido en los artículos 6 a 12 del Anexo de dicha resolución.

En términos generales, la Resolución N° 281 prevé además (i) la creación del RENPER, (ii) la reducción de los cargos de reserva y capacidad a los grandes usuarios, (iii) un proceso de verificación para determinar el cumplimiento de las metas de consumo, (iv) penalidades y (v) procedimiento de sanciones.

El 10 de mayo de 2023, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 360/2023 ("**Resolución N° 360**") de la Secretaría de Energía, que modifica ciertos aspectos del régimen del MATER, regulado por la Resolución N° 281 y sus modificatorias.

Las modificaciones relevantes introducidas por la Resolución N° 360 son las siguientes:

**Contratos GENREN**: se habilita a los generadores con PPAs celebrados bajo el Decreto 562/2009 (Programa GENREN) a comercializar su producción de energía en el MATER a partir del mes calendario siguiente a la fecha de finalización de la vigencia de sus referidos PPAs.

La comercialización estará habilitada a partir de que el generador solicite a CAMMESA el ingreso al MATER, dando cumplimiento a los requisitos previstos en la Resolución N**°** 281 y comience a abonar, durante dos (2) años, un cargo trimestral por ingreso al MATER de 500 US$ por MW de potencia habilitada comercialmente, manteniendo en todos los casos la prioridad de despacho.

1. **Nuevas Alternativas de Asignación de Prioridad de Despacho:**

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

Se permite la asignación de prioridad de despacho a nuevos proyectos de generación renovable que tengan un acuerdo con futuras grandes demandas incrementales de potencia. Se considerará como "Proyectos Asociados de

Demanda Incremental con Nueva Generación Renovable" a aquellos cuya demanda incremental de potencia sea mayor o igual a 10 MW.

La prioridad está destinada a grandes demandas futuras que busquen asegurar su consumo previsto de energía eléctrica total o parcialmente mediante generación renovable y que, por su influencia prevista en la red de transporte, produzcan un incremento en las capacidades asignables de prioridad de despacho por sobre las capacidades existentes al momento de la solicitud.

CAMMESA realizará las asignaciones de Prioridad de Despacho Asociada únicamente por la capacidad incremental de transporte asociada al ingreso de los mencionados proyectos conjuntos, siempre que no comprometa la capacidad de transporte asignada a otros proyectos y/o centrales de generación existentes o de ingreso previsto.

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

La finalidad es que los generadores construyan y costeen ampliaciones de transporte para comercializar su energía bajo el MATER. De este modo, la prioridad de despacho sobre la capacidad de transporte incremental podrá ser reservada a los proyectos de generación renovable que lleven adelante las obras de ampliación a su propio costo.

**iii.** Se instruye a CAMMESA a implementar, para los corredores donde no existe disponibilidad para asignar prioridad de despacho en forma plena y para todas las horas del año, un mecanismo de "Asignación de Prioridad de Despacho tipo Referencial A".

El mecanismo permitirá a los generadores obtener la Prioridad de Despacho tipo Referencial A, en la cual prevean para sus evaluaciones limitaciones circunstanciales que les permitan inyectar energía con una probabilidad esperada del 92% sobre su energía anual característica en las condiciones previstas de operación de los distintos nodos y corredores del SADI, hasta tanto se ejecuten las obras de transporte que permitan evitar las limitaciones.

Las condiciones de asignación y mantenimiento de Prioridad de Despacho tipo Referencial A se regirán siguiendo los mismos mecanismos utilizados para la asignación y mantenimiento de Prioridad de Despacho vigentes.

Aquellos Generadores que, previo a la primera convocatoria de Prioridad de Despacho tipo Referencial A, tengan habilitada comercialmente una potencia por encima de su Prioridad de Despacho asignada, podrán adherir a este régimen para su inclusión en la asignación de prioridad por hasta esa diferencia.

2. **Incumplimiento de requisitos para mantener la prioridad:** en caso de incumplimiento del plazo comprometido de ingreso o de los pagos para el mantenimiento de la prioridad de despacho, los titulares de proyectos que hubieran solicitado el otorgamiento de prórrogas no podrán reiterar la solicitud de prioridad de despacho por los cuatro (4) trimestres siguientes.

Además los proyectos que no hubieran obtenido la habilitación comercial por la totalidad de la potencia asignada, una vez vencido el plazo comprometido más las eventuales prórrogas, perderán automáticamente la prioridad de despacho para la potencia que resulta de la diferencia entre (i) la potencia asignada con prioridad y (ii) la potencia habilitada comercialmente, sin derecho a reclamo alguno por los pagos realizados (nuevo art. 9 bis, Anexo I, Resolución N° 281).

3. **Prórrogas para obtener la habilitación comercial:** el plazo máximo de veinticuatro (24) meses, o bien, el plazo de habilitación comercial declarado en caso de que la prioridad de despacho haya sido asignada por desempate con el mecanismo previo a la Resolución N° 14/2022 podrá ser prorrogado por CAMMESA bajo ciertas condiciones (nuevo artículo 11, Anexo I, Resolución N° 281).

4. **Destino de lo recaudado**: lo recaudado por CAMMESA en concepto de pagos realizados por generadores correspondientes a las reservas de prioridad de despacho, prórrogas, relocalizaciones y adhesiones al MATER se destinará a una Cuenta de Apartamiento para la Expansión del Sistema de Transporte asociado a las energías renovables, administrado por CAMMESA a través del Fideicomiso Obras de Transporte para Abastecimiento Eléctrico (FOTAE) (nuevo art. 13, Resolución N° 230/2019).

5. **Habilitación parcial de proyectos con prioridad de despacho**. Quienes hayan obtenido prioridad de despacho y realicen habilitaciones comerciales parciales respecto del total de la potencia asignada con prioridad, abonarán el

cargo por Reserva de la Prioridad de Despacho exclusivamente por la potencia que no haya obtenido la habilitación comercial al inicio del período correspondiente a la obligación de pago. Para ello, la potencia acumulada habilitada comercialmente deberá ser al menos del 50% de la potencia asignada con prioridad de despacho. (art. 20 Disposición 1/2019 de la ex Subsecretaría de Energías Renovables)

Por último, se instruye, por un lado, a CAMMESA a que publique anualmente un listado con el estado de situación de los generadores de energía eléctrica producida a partir de fuentes renovables respecto de su prioridad de despacho y, por otro lado, se faculta a la Subsecretaría de Energía Eléctrica a dictar las normas complementarias o aclaratorias que se requieran para la instrumentación de la Resolución N° 360.

***Fomento de Energías Renovables – Convocatoria para generación y almacenamiento – Resolución N° 330/2022.***

El lunes 9 de mayo de 2022 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 330/2022 de la Secretaría de Energía (la "Resolución 330"), que convocó a interesados a presentar Manifestaciones de Interés ("MDI") para desarrollar integralmente (i) proyectos de infraestructura que contribuyan a incorporar generación renovable y/o (ii) instalaciones de almacenamiento de energía en puntos de la red.

La convocatoria fue destinada a empresas públicas y/o privadas, sean o no agentes del MEM.

Las MDI podrían encuadrar en las siguientes categorías genéricas (en adelante las "Categorías"):

(i) Generación Renovable en puntos de la red con cuyo aporte se disminuya/elimine restricciones de abastecimiento (aunque no es excluyente, se enfoca a instalar generación renovable en extremo de líneas/puntos de bajo abastecimiento con capacidad de control de tensión);

(ii) Instalación de baterías y/u otros sistemas de almacenamiento en centrales renovables y/o en puntos de conexión de las redes de transporte o distribución que permitan mejorar la gestión operativa, calidad de servicio y reducir generación forzada.

Lo anterior se enmarca en el "Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica" (el "Régimen de Fomento" - Leyes N° 26.190 y N° 27.191), que declaró de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, y fijó, como objetivo al 31 de diciembre de 2025, el logro de una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el 20% del consumo de energía eléctrica nacional, fomentando las inversiones en el sector.

En este contexto, la Resolución 330 buscó contribuir a una mayor sustentabilidad ambiental, social y económica en el MEM y al aumento de la confiabilidad en el Sistema Argentino De Interconexión ("SADI"), promoviendo una articulación productiva provincial y regional.

CAMMESA publicó en su sitio web un informe de carácter indicativo —no limitativo, y sin que afecte la libertad de elección de los interesados— identificando los nodos con requerimiento de generación local, su necesidad de despacho y estacionalidad, y otra información adicional.

Las MDI debían ser presentadas en formato digital a partir del 16 de mayo del 2022, y hasta el 30 de junio del 2022, al correo electrónico a ser comunicado oportunamente por CAMMESA, ente encargado de publicar y administrar lo relacionado a las convocatorias presentadas en el marco de la Resolución 330.

Mediante la Resolución N° 36/2023, la Secretaría de Energía convocó a los interesados en presentar ofertas en la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional "RenMDI" con el fin de celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con CAMMESA, quien actuará en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM hasta su reasignación en cabeza de los Agentes Distribuidores y/o Grandes Usuarios del MEM, de conformidad con el Pliego de Bases y Condiciones que se aprueba en aquella resolución.

La licitación se llevó adelante mediante dos Renglones:

(i) Renglón 1: "Generación Renovable para sustituir Generación Forzada"; con una potencia objetivo referencial de 500 MW, para las tecnologías biomasa, eólica con almacenamiento, solar fotovoltaica y solar fotovoltaica con almacenamiento.

(ii) Renglón 2: “Generación Renovable para diversificar matriz”; con una potencia objetivo referencial de 120 MW, para las tecnologías de biogás, biogás de relleno sanitario, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos y biomasa.

Asimismo, algunos de los aspectos más salientes del régimen RenMDI incluyen los siguientes:

(i) las centrales generación habilitadas bajo la convocatoria RenMDI se regirán por el marco regulatorio eléctrico (Leyes 15.336 y 24.065 y sus reglamentarias, particularmente Los Procedimientos);

(ii) Los contratos a celebrarse serán de 15 años a partir de la Fecha de Habilitación Comercial, al “Precio Ofertado Adjudicado” en Dólares Estadounidenses por Megavatio/Hora (MWh).

(iii) La convocatoria no se encuentra alcanzada por las garantías que otorga el FODER a los beneficiarios de las Rondas 1, 1.5, 2 y 3 del Programa RenovAr y los proyectos incorporados bajo Resolución N° 202/16.

La emisora participó de la convocatoria, y mediante Resolución N° 609/2022 (publicada en el Boletín Oficial el 20 de julio de 2023), la Secretaría de Energía adjudicó a la emisora los proyectos Junín I y Lincoln I, ambos ubicados en la Provincia de Buenos Aires, por una potencia de 20 MW cada uno, y un precio de 71,9 USD/MWh y 72,4 USD/MWh, respectivamente. Ambos proyectos corresponden al Renglón 1 de la licitación.

***Nuevos proyectos destinados al SADI (Resolución N° SE 609/2023)***

Proyectos Parques Solares Junin y Lincoln (RenMDI)

Con fecha de 18 de julio 2023, la Compañía obtuvo por parte de CAMMESA la adjudicación de dos Proyectos Solares en la provincia de Buenos Aires, en las ciudades de Lincoln y Junín, de 20 MW cada uno. El precio ofertado adjudicado resultó de US$ 72,4/MWh para Lincoln y US$ 71,9/MWh para Junín. Por parte de CAMMESA y la Secretaría de Energía, los proyectos RenMDI del Renglón 1 tienen como objetivo reducir el requerimiento de generación forzada para disminuir los costos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y aumentar la confiabilidad en el SADI.

La Compañía y CAMMESA firmaron los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica el 18 de octubre 2023. Asimismo, los contratos tienen una duración de 15 años desde la habilitación comercial de los proyectos, y se encuentran denominados en dólares. Por otro lado, los proyectos cuentan con una fecha máxima de habilitación comercial programada de mil noventa y cinco (1095) días corridos a partir de la fecha de firma del PPA.

***Remuneración en Mercado Spot para energías renovables***

Conforme lo previsto por la Resolución N° 9/2024, la remuneración de la energía generada por Centrales de Generación Habilitadas que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales (GHR) que se identifican como tipo Eólicos, Solar Fotovoltaico, Biomasa, Biogás, Biogás de RSU, recibirán por su energía generada:

- A partir de la transacción económica de febrero de 2024, un precio de Energía No Convencional (PENC) establecido en 17.919 $/MWh.

La Remuneración en Pesos Argentinos de la Energía Generada No Convencional Mensual 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.

REM ENC ($/mes) = Σh.mes (PENC * EGengh)

Siendo:

PENC: Es el Precio de Energía No Convencional (PENC).

La energía inyectada a la red proveniente de Unidades de Generación que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales y que se encuentren en proceso previo a la Habilitación Comercial, recibirá, hasta alcanzar la habilitación referida, el 50% de la remuneración indicada previamente.

***Emergencia del sector energético***

Luego de la crisis del 2001 y en el marco de la Ley de Emergencia, se han implementado importantes reformas en el marco regulatorio del MEM, con el objeto de implementar controles de precios en el mercado spot, maximizando a la vez la capacidad de suministro de energía a fin de satisfacer la creciente demanda.

A tal fin, la SE dictó la Resolución N° 240/2003, que estableció criterios que se utilizaron para fijar el precio spot en el MEM abonado a las empresas de generación de energía eléctrica, sin modificar los precios estacionales pagados por los usuarios finales. A modo de ejemplo, algunos resultados de la Resolución N° 240/2003, en el marco de la Ley de Emergencia, incluyeron:

- la denominación en pesos del precio spot pagado por las empresas de generación;
- la implementación de precios máximos en el mercado spot pagados a las empresas de generación establecidos en Ps.120 por MWh; y
- la falta de actualización de las tarifas por el servicio público de distribución de energía eléctrica, que dio lugar a precios estacionales más bajos en comparación con el precio en el mercado spot de la energía eléctrica.

Las modificaciones del marco regulatorio introducidas a partir del 2002, también dieron origen a cambios significativos en los precios estacionales cobrados a los distribuidores en el MEM. El precio estacional es el precio pagado por los distribuidores por la compra de electricidad es establecido por la SE mediante un sistema de previsión estacional en forma semestral, calculado en función de las proyecciones de la oferta y la demanda de electricidad realizadas por CAMMESA, y diseñado con el objeto de reflejar las variaciones y los valores del Precio Spot.

Inicialmente, con la sanción de la Ley N° 24.065 el precio estacional estuvo basado en una estimación del Precio Spot promedio ponderado que sería pagado por el próximo generador que entrara en línea para satisfacer un incremento teórico de la demanda (costo marginal), así como los costos relacionados con la falla del sistema y con varios otros factores. Sin embargo, a partir de 2002, estos valores fueron fijados por la SE, con independencia del Precio Spot, del costo económico del sistema y las proyecciones de la oferta y la demanda.

Así, la remuneración reconocida a los generadores fue mantenida en niveles artificialmente bajos a través de diversas regulaciones que dispusieron topes a los precios spot y congelamiento de los precios de la potencia puesta a disposición.

En consecuencia, el Fondo de Estabilización se vio afectado por las modificaciones del precio estacional y el precio spot introducidas por la Ley de Emergencia y la Resolución N° 240/2003, que generaron importantes déficits. Este déficit fue financiado por el gobierno argentino mediante préstamos otorgados a CAMMESA y a través de inversiones forzosas en nueva capacidad, pero fue insuficiente para cubrir las diferencias entre el precio spot y el precio estacional. Como resultado del déficit del Fondo de Estabilización, el gobierno argentino, mediante Resolución de la SE N° 406/2003 entre otras medidas, estableció un orden de prioridad de pago para que CAMMESA distribuya fondos cobrados por ventas de energía eléctrica. Eso llevo a que CAMMESA retuviera acreencias significativas a los generadores durante una década, a las cuales denominó “Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir” (conforme Resolución de la SE N° 943/2003).

El 15 de diciembre de 2015, mediante el Decreto N° 134/2015 el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia del sistema eléctrico hasta el 31 de diciembre de 2017.

Si bien la emergencia declarada por el Decreto N° 134/2015 finalizó a fines de 2017, el 20 de diciembre de 2019, se sancionó la Ley de Solidaridad, que declaró nuevamente la emergencia pública en materia tarifaria y energética, y extendió tal declaración al campo económico, financiero, fiscal, administrativo, previsional, sanitario y social, delegando en el PEN una variedad de facultades para cumplir con los objetivos previstos en la norma.

Las medidas más relevantes que dispuso la Ley de Solidaridad son las siguientes:

i. Suspendió el aumento de las tarifas de transporte y distribución por 180 días, plazo que fue prorrogado por el Decreto N° 543/2020 y el Decreto 1020/2020;

ii. Instruyó al Poder Ejecutivo a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente, el cual fue iniciado mediante el Decreto 1020/2020 por un plazo de dos (2) años y fue extendido mediante el Decreto N° 815/2022 por el plazo de un (1) año;

iii. Facultó al Poder Ejecutivo a intervenir el ENRE hasta diciembre del 2020, plazo que luego fue prorrogado mediante el Decreto N° 277/2020, Decreto N° 1020/2020, Decreto N° 871/2021 y Decreto N° 815/2022, y recientemente dispuesta por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023, por lo que continúa vigente a la fecha.

Mediante el Decreto 1020/20, publicado en el B.O. el 17 de diciembre de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional determinó el inicio de la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural que estén bajo jurisdicción federal, en el marco de lo establecido en el artículo 5° de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva; y estableció que el plazo de la renegociación no podrá exceder los dos (2) años desde la fecha de entrada en vigencia de la medida, debiendo suspenderse hasta entonces, los Acuerdos correspondientes a las respectivas Revisiones Tarifarias Integrales vigentes con los alcances que en cada caso determinen los Entes Reguladores, atento existir razones de interés público. Sin embargo, mediante el Decreto 815/2022, el plazo de dos (2) años fue prorrogado por un (1) año a partir de su vencimiento.

Con fecha 19 de enero de 2021, a través de las Resoluciones N° 16/2021 y 17/2021, el ENRE dio formal inicio al procedimiento de adecuación transitoria de las tarifas de los servicios públicos de distribución y transporte de energía bajo jurisdicción federal, con el objetivo de establecer un régimen tarifario de transición, hasta tanto se arribe a un Acuerdo Definitivo Renegociación. A tal fin, convocó a las empresas EDENOR S.A., EDEDUR S.A., TRANSENER S.A., TRANSBA S.A., TRANSPA S.A., TRANSCO S.A., TRANSNEA S.A., TRANSNOA S.A., DISTROCUYO S.A., y al Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN).

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

Con fecha 20 de abril de 2023 fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones del ENRE N° 363/2023 y 364/2023, mediante las cuales se resolvió, respectivamente:

(i) dar inicio al Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) para las empresas de distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional -EDENOR y EDESUR- a partir del 1 de junio de 2023.

(ii) Dar inicio al Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) para las empresas de transporte de energía eléctrica bajo jurisdicción nacional –TRANSENER, TRANSBA, TRANSPA, TRANSCO, TRANSNEA, TRANSNOA, DISTROCUYO, y EPEN– a partir del 1 de junio de 2023.

Con fecha 31 de mayo de 2023 fueron publicadas en el Boletín Oficial las Resoluciones del ENRE N° 421/2023 y 422/2023, mediante las cuales se resolvió, respectivamente:

(i) Aprobar el Programa para la Revisión Tarifaria de Transporte en el año 2023 y primer trimestre de 2024.

(ii) Aprobar el Programa para la Revisión Tarifaria de Distribución en el año 2023 y primer trimestre de 2024.

El 18 de diciembre de 2023, mediante Decreto N° 55/2023, el Poder Ejecutivo Nacional resolvió:

- En cuanto a la emergencia:
- Declarar la emergencia en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, así como en el transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal hasta el 31 de diciembre de 2024.
- Instruir a la Secretaría de Energía para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones necesarias. El objetivo es establecer mecanismos de sanción de precios en condiciones de competencia, mantener niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.

- En cuanto a la revisión tarifaria:
- Iniciar la revisión tarifaria para las prestadoras de servicios de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural.
- Los nuevos cuadros tarifarios resultantes no podrán entrar en vigencia después del 31 de diciembre de 2024.
- Hasta tanto culmine el proceso de revisión tarifaria podrán aprobarse adecuaciones transitorias de tarifas y ajustes periódicos, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados, a cuenta de lo que resulte de la revisión tarifaria.
- Establecer mecanismos para la participación ciudadana en el proceso de adecuación tarifaria transitoria.

- En cuanto a la intervención del ENRE y ENARGAS:

- Disponer la intervención del ENRE y del ENARGAS a partir del 1 de enero de 2024 hasta la designación de nuevos miembros del Directorio.
- Otorgar a la Secretaría de Energía la facultad de designar a los Interventores del ENRE y del ENARGAS.
- Otorgar a los interventores la facultad de la realización del proceso de revisión tarifaria.
- La Secretaría de Energía debe iniciar el proceso de selección de miembros del Directorio del ENARGAS en 180 días. También debe revisar y/o reconducir y/o confirmar y/o anular el proceso de selección de miembros del Directorio del ENRE.

Conforme a lo dispuesto por el Decreto N° 55/2023, el 3 de enero de 2024, mediante Resoluciones N° 2/2024 y 3/2024, el ENRE resolvió convocar a audiencia pública (celebrada el 26 de enero de 2024), para la adecuación transitoria de tarifas de transporte y distribución. Mediante Resoluciones N° 104/2024, N° 105/2024, N° 106/2024, N° 107/2024, N° 108/2024, N° 109/2024 (rectificada por Resolución N° 139/2024), N° 110/2024 y N° 111/2024 el ENRE aprobó las tarifas de transporte y la fórmula de actualización de la remuneración. Asimismo, mediante Resoluciones N° 198/2024 y N° 199/2024 el ENRE aprobó las tarifas de distribución.

El 20 de diciembre de 2023, mediante el Decreto N° 70/2023, el PEN, declaró la emergencia en materia económica y tarifaria, entre otras, e introdujo ciertas modificaciones en el sector energético. Entre ellas:

- Respecto a las ampliaciones de transporte, se derogó: (i) la Ley N° 25.822 que ratificaba y establecía la realización prioritaria el Plan Federal de transporte Eléctrico, instrumentado por la Secretaría de Energía y (ii) el Decreto N° 635/2003 que, en el marco de las ampliaciones de transporte en alta tensión o por distribución troncal, autorizaba a la Secretaría de Energía a redeterminar el canon o precio correspondiente a la parte faltante de ejecución de una ampliación, hasta la habilitación comercial de la misma.

- Se derogó el Decreto N° 311/2006 que aprobaba el otorgamiento de préstamos reintegrables del Tesoro Nacional al Fondo Unificado, destinados al pago de las obligaciones exigibles a dicho fondo para el cumplimiento de sus funciones específicas y al sostenimiento sin distorsiones del sistema de estabilización de precios en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

- Se derogaron los arts. 16 al 37 de la Ley N° 27.424, en donde se creó el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida, los beneficios promocionales y el Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida.

- Se facultó a la Secretaría de Energía a: (i) redeterminar la estructura de subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de energía eléctrica y gas natural, debiendo considerarse los ingresos del grupo conviviente; y (ii) definir los mecanismos específicos que materialicen la asignación y efectiva percepción de los subsidios, determinando los roles y tareas que desempeñarán los actores públicos, empresas concesionarias y otros actores o agentes que correspondan.

**c) Descripción de las actividades y negocios.**

**PRINCIPALES FORTALEZAS DE LA EMISORA**

***Importante participación en el sector de generación de energía de Argentina*.**

Genneia es uno de los principales actores en el sector de generación de energía eléctrica de Argentina y operando estimativamente el 19% de la capacidad eólica y solar instalada en el país al 31 de diciembre de 2023. Argentina posee una de las condiciones más favorables en el mundo para la generación de energía eólica renovable, con factores de carga de aproximadamente un 48% y factores de carga de energía solar por encima de un 30%. La Emisora, al haber sido uno de los pioneros participantes en el mercado, se aseguró el acceso a ubicaciones de primer nivel, con recursos eólicos únicos y acceso al tendido eléctrico.

La Emisora también cuenta con PPAs firmados con usuarios privados. En septiembre de 2016, la Emisora celebró un PPA privado con Loma Negra, por aproximadamente el 60% de la capacidad del parque eólico Rawson III. Adicionalmente, en abril de 2018, celebramos un PPA con Oroplata (usuario privado en Argentina) por aproximadamente el 40% de capacidad restante de nuestro parque eólico Rawson III.

En 2018, la Emisora celebró cuatro PPAs con usuarios privados, uno con Banco Macro, con Meranol S.A.C.I., Curtiembre Arlei S.A., y Bemis Argentina S.A.U.; por cualquiera de sus parques eólicos no sujetos a otros PPAs. En agosto y septiembre de 2019, la Emisora suscribió un PPA con Royal Canin S.A. y otro con Compañía de Alimentos Fargo S.A. (ambos usuarios privados en Argentina) para entregar energía desde cualquiera de sus parques eólicos que no están sujetos a otros PPAs (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II, entre otros). Los PPAs están nominados en Dólares Estadounidenses ytienen una vigencia de 15 años .

En junio de 2020, la Emisora suscribió un PPA con Mc CAIN Argentina S.A. (usuario privado en Argentina) en relación con cualquiera de sus parques eólicos que no están sujetos a otros PPAs (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II). El PPA está nominados en Dólares Estadounidenses y tiene una vigencia de 5 años. Asimismo, en septiembre de 2020, Genneia suscribió PPAs con Grupo Dos Leguas S.A.U., CARGILL S.A.C.I., Vidriería Argentina S.A. y Pilkington Automotive Argentina S.A. (usuarios privados en Argentina) en relación con cualquiera de nuestros parques eólicos que no están sujetos a otros PPAs (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II). Los PPAs están nominados en Dólares Estadounidenses y tienen una vigencia de 5 años, con excepción del PPA de Grupo Dos Leguas S.A.U. que tiene una vigencia de 15 años.

Durante el año 2021, la Emisora celebró PPAs con los siguientes usuarios privados: Tetra Pak S.R.L., Mondelez S.A., y Mercedes Benz; por cualquiera de sus parques eólicos no sujetos a otros PPAs. Los PPAs están nominados en Dólares Estadounidenses y tiene una vigencia de 5 años.

En 2022, la Emisora celebró PPAs con los siguientes usuarios privados: Aeropuertos Argentina 2000 S.A., Saint-Gobain Argentina S.A., Saint-Gobain Placo S.A., Terminal de Fertilizantes Argentinos S.A., Bunge Argentina S.A. y Vista Energy Argentina S.A.U.; por cualquiera de sus parques eólicos no sujetos a otros PPAs. Los PPAs están nominados en Dólares Estadounidenses y tiene una vigencia de 10 años, con excepción del PPA de Vista Energy Argentina S.A.U. y Aeropuertos Argentina 2000 S.A. que tienen una vigencia de 15 años y 5 años, respectivamente.

En 2023, la Emisora celebro PPAs con los siguientes usuarios privados: AstraZeneca S.A., Telecom Argentina S.A., Pilkington Automotive Argentina S.A., Cinergia Argentina S.A., Saint-Gobain Argentina S.A., Princz S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Petroquimica Cuyo S.A.I.C. y Bayer S.A. Los PPAs están nominados en Dólares Estadounidenses y tienen una vigencia entre 7 y 15 años.

La Emisora es dueña y opera una diversificada cartera, enfocada en activos selectos de alta calidad, construidos utilizando tecnología y equipos de última generación. En 2017, la Emisora ha incrementado su cartera de activos operativos con la finalización de los proyectos de ampliación Bragado II y III y Rawson III, y con la adquisición del Parque Eólico Trelew, los cuales otorgaron un flujo de efectivo inmediato. Además de sus activos operativos, la Emisora también tiene una importante cartera de nuevos proyectos de generación, con especial hincapié en energía proveniente de fuentes renovables desarrollada a través de adjudicaciones bajo las licitaciones públicas Ronda 1 y 1.5 (en 2016) y Ronda 2 (en 2017) del Programa RenovAr. En abril de 2018, aumentamos nuestra cartera con la adquisición de las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum, con PPAs adjudicados en la Ronda 1.5, ubicados en la Provincia de San Juan.

***Contratos de Compra de Energía Eléctrica (PPAs) a largo plazo, que generan un flujo estable y previsible, denominado en Dólares Estadounidenses.***

La Emisora deriva principalmente sus ingresos de PPA a largo plazo, denominados en Dólares Estadounidenses, que le proporcionan un flujo estable y previsible de efectivo. A la fecha del presente Prospecto, la vida promedio ponderada remanente de nuestros PPA es de 12 años (13 años para nuestros PPA de energía renovable y 3 años para los de energía térmica). Para mayor información sobre el cálculo del plazo de los PPA de la Emisora, véase "*Información sobre la Emisora—Generación de Energía—Contratos de Compraventa de Energía*". Los PPA de la Emisora relativos a las plantas de generación de energía térmica no dependen del despacho de energía, sino que prevén pagos por capacidad en firme en base a la disponibilidad de las plantas y a la electricidad efectivamente entregada. Si bien los PPA de la Emisora relativos a los parques eólicos y centrales fotovoltaicas no establecen tarifas por capacidad en firme, como es habitual en los sectores de energía eólica y solar, se benefician de la prioridad de despacho en la red eléctrica (SADI) en virtud de la resolución de la SEN. Los parques eólicos de la Emisora también gozan de factores de carga elevados, que garantizan el pago por generación en virtud de los PPA. La cartera singular de activos de energía renovable y térmica de la Emisora le permite ofrecer ambos productos a sus clientes, lo cual resulta en ventajas comerciales para la Emisora en comparación con otras partes que participan únicamente en la generación de energía a partir de fuentes renovables.

Adicionalmente a su posición como líder en el mercado de renovables en la Argentina, la Emisora se encuentra en una posición única para aprovechar la continua necesidad de generación energética de energía térmica eficiente para

compensar la intermitencia de una base creciente de generación energética de fuentes renovables y para cubrir los picos de demanda durante las temporadas de invierno y verano, tal como se muestra por el incremento de los pagos que recibe bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base en esas temporadas. La Emisora posee y opera 363 MW de activos de generación de energía térmica de alta eficiencia con un factor de disponibilidad promedio de 92,3% al 31 de diciembre de 2023.

***La energía generada por nuestros activos renovables posee prioridad de despacho***

El 97% de nuestra capacidad instalada de generación eólica goza de prioridad en la curva de despacho, como así también cuentan con altos factores de carga, que aseguran el pago de la generación bajo nuestros PPA. La cartera de activos renovables y térmicos permite ofrecer ambos productos a los clientes, lo que se traduce en ventajas comerciales en comparación con las partes involucradas solo en la generación renovable.

***La gerencia de primera línea de la Emisora posee una trayectoria sólida en todas las etapas de generación***.

La gerencia de primera línea de la Emisora cuenta con vasta experiencia en la industria y el sector financiero, incluyendo una experiencia significativa en el sector energético en la Argentina, trabajando con autoridades regulatorias de gobiernos locales. La experiencia de la gerencia de primera línea de la Emisora abarca:

- proyecciones, desarrollo, licitaciones, construcción y operación de activos energéticos;
- operar plantas existentes de manera eficiente;
- completar los proyectos a tiempo y conforme a lo presupuestado;
- identificar, evaluar y desarrollar oportunidades de crecimiento de alta calidad e integrar nuevos negocios adquiridos o desarrollados; y
- adherir a las más elevadas normas ambientales, sociales y de *compliance*.

***Sólida capitalización del patrimonio y acceso al mercado de capitales.***

Los accionistas de la Emisora han empleado su capacidad financiera para comprometer un monto de capital significativo con el objeto de respaldar el crecimiento de la Emisora, incluso la realización de aportes de capital en 2017 por un total de US$100 millones en 2017 y de US$20 millones en 2018. La Emisora ha recurrido al mercado de capitales de deuda internacional en tres oportunidades, tanto en 2017 como en 2018 y emitió en 2018 una Obligación Negociable sin oferta pública por US$50 millones, suscripta por ciertos accionistas de la Emisora, a fin de respaldar el crecimiento de la Emisora. Asimismo, la Emisora ha finalizado o bien avanzado significativamente en el financiamiento de proyectos (*project finance*) a largo plazo de sus subsidiarias sin recurso contra la Emisora. A medida que estos activos comiencen a operar comercialmente, la Emisora podría tener la oportunidad de refinanciar deuda de proyectos y asegurar términos de financiación más atractivos, lo cual, a su vez, mejorará su flujo de efectivo libre, reducir costos de capital y financiar su estrategia de crecimiento.

**ESTRATEGIA**

Genneia se esfuerza en generar valores sustentables de largo plazo para sus clientes y accionistas a través de la adopción de estrategias que apuntan a mejorar sus márgenes operativos, perfil financiero y la inversión en proyectos nuevos y existentes. Con el fin de alcanzar estos objetivos, las principales estrategias de la Sociedad son las siguientes:

***Mantener un funcionamiento correcto y eficiente de sus plantas de generación.***

La Sociedad está comprometida en mantener un funcionamiento correcto y eficiente de sus plantas eléctricas con el fin de generar flujos de efectivo estables y previsibles. Genneia está abocada a mantener un elevado factor de disponibilidad de sus plantas actualmente operativas, incluyendo aquellas adquiridas, y a lograr resultados similares con la cartera de nuevos proyectos. En este sentido, la Compañía tiene previsto seguir invirtiendo en equipos para mejorar la eficiencia y disponibilidad.

***Centrar el crecimiento de Genneia en los flujos de efectivo predecible en base a los PPAs.***

Si bien la Compañía está en una buena posición para aprovechar las oportunidades de crecimiento en el sector energético, su objetivo es completar esa expansión con un flujo de efectivo predecible con base contractual. La Sociedad obtuvo PPAs a largo plazo, denominados en Dólares Estadounidenses, para los proyectos de ampliación de capacidad que tiene en cartera. La estrategia a futuro consiste en seguir realizando inversiones sustanciales en nuevos proyectos, una vez que la Emisora haya logrado obtener PPAs a largo plazo con términos atractivos para los nuevos proyectos.

***Cumplir con estrictas normas de gobierno corporativo y responsabilidad social.***

La Sociedad cumple con estrictas normas de gobierno corporativo y responsabilidad social, y procura garantizar la transparencia, rendición de cuentas y responsabilidad en el giro ordinario de los negocios para sus accionistas y otras partes interesadas. Asimismo, la Compañía se esmera por brindar un servicio de alta calidad, operando sus plantas en forma eficiente, segura y sustentable. En términos de sustentabilidad, Genneia procura llevar a cabo sus operaciones en plena conformidad con las disposiciones legales y ambientales aplicables. En términos de seguridad, la Compañía implementa y cumple con las normas de seguridad de la industria en Argentina a los efectos de garantizar la seguridad de sus empleados y contratistas y de las comunidades en las que lleva a cabo operaciones. En adición a ello, la Sociedad ha adoptado y da cumplimiento a un "programa de integridad y ética" que sigue las mejores prácticas y recomendaciones nacionales e internacionales en la materia, e incluye procedimientos adecuados de investigación de cualquier potencial hecho irregular que llegue a conocimiento del área de Compliance de Genneia, resultado de cualquier denuncia interna o externa, como parte del procedimiento de denuncias regulado en la política anti-soborno y anti-corrupción de la Compañía.

**GENERACIÓN DE ENERGÍA**

***Centrales Eléctricas Operativas***

La Emisora posee y opera a través de la Sociedad, sus subsidiarias y negocios conjuntos: los parques eólicos Rawson I y II, de 52,5 MW y 31,15 MW, respectivamente; el parque eólico Rawson III, de 25,05 MW; el Parque Eólico Trelew, de 51 MW; los parques eólicos Chubut Norte I, Villalonga I, Villalonga II y Madryn I, con una capacidad instalada de 28,8 MW, 51,75 MW y 71,1 MW, respectivamente, los cuales comenzaron su operación comercial en diciembre de 2018, los parques eólicos Pomona I y II de 101,4 MW y 11,7 MW respectivamente los cuales comenzaron su operación comerciales el julio y agosto 2019, el parque eólico Madryn II de 151,2 MW el cual inició su operación comercial en septiembre de 2019; el parque eólico Necochea de 37,95 MW el cual inició su operación comercial en febrero de 2020; y los parques eólicos Chubut Norte II, Chubut Norte III y Chubut Norte IV de 26,28 MW, 57,66 MW y 83,22 MW, respectivamente, los cuales iniciaron sus operaciones comerciales entre febrero y marzo de 2021; la mayoría de ellos están ubicados en la Provincia del Chubut, en la región de la Patagonia, a excepción de Villalonga I, Villalonga II y Necochea que se encuentran ubicados en el sur de la Provincia de Buenos Aires y Pomona I y II que se encuentran en la provincia de Rio Negro, a la fecha del presente Prospecto. Asimismo, en abril de 2018, la Emisora adquirió a las sociedades Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3 las cuales contaban con PPAs firmados con CAMMESA por las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum y desde diciembre de 2018 se encuentran en operación comercial, con una capacidad de generación instalada de 82 MW. Asimismo, la Emisora inició la operación comercial total de su parque solar Sierras de Ullum de 78 MW en marzo 2023, habiendo obtenido habilitaciones comerciales con el siguiente cronograma: (i) 22MW en enero 2023; (ii) 36 MW en febrero 2023 y (iii) 20MW en marzo 2023. A la fecha del presente Prospecto, el parque solar Tocota III ha obtenido la habilitación comercial para una potencial nominal total de 60 MW. Dicha habilitación comercial se obtuvo de manera parcial en tres tramos, habiéndose cumplido el siguiente cronograma: (i) 22 MW en diciembre 2023; (ii) 18 MW en enero 2024; y (iii) 20 MW en febrero 2024.

La Emisora también posee y opera dos centrales de generación de energía térmica alimentadas con gas natural y combustible diésel, ubicadas en las provincias de Buenos Aires y Tucumán, con una capacidad instalada combinada de 363 MW. Las ampliaciones de las centrales térmicas Bragado II y Bragado III, de 118 MW de capacidad instalada, alcanzaron la operación comercial en febrero 2017 y mayo 2017, respectivamente. Asimismo, el 11 de agosto de 2017, la Emisora incorporó a su cartera, la central térmica Cruz Alta, situada en la Provincia de Tucumán, con una capacidad instalada de 245 MW, mediante la adquisición de GETSA por parte de GEDESA, su subsidiaria totalmente controlada.

El siguiente cuadro presenta información clave sobre las centrales operativas de la Emisora:

| | Ubicación | Fecha de comienzo de operaciones comerciales | Capacidad Instalada a la fecha del presente Prospecto (MW) |
|---|---|---|---|
| **Parques Eólicos** | | | |
| Rawson I y II | Provincia del Chubut | enero 2012 | 83,65 |

| | Ubicación | Fecha de comienzo de operaciones comerciales | Capacidad Instalada a la fecha del presente Prospecto (MW) |
|---|---|---|---|
| Trelew | Provincia del Chubut | agosto 2013[1] | 51,00 |
| Rawson III | Provincia del Chubut | diciembre 2017 | 25,05 |
| Madryn I | Provincia del Chubut | noviembre 2018 | 71,10 |
| Villalonga I | Provincia de Buenos Aires | diciembre 2018 | 51,75 |
| Chubut Norte I | Provincia del Chubut | diciembre 2018 | 28,80 |
| Villalonga II | Provincia de Buenos Aires | febrero de 2019 | 3,45 |
| Pomona I | Provincia de Rio Negro | julio 2019 | 101,40 |
| Pomona II | Provincia de Rio Negro | agosto 2019 | 11,70 |
| Madryn II | Provincia del Chubut | septiembre 2019 | 151,20 |
| Necochea [2] | Provincia de Buenos Aires | febrero 2020 | 37,95 |
| Chubut Norte II | Provincia del Chubut | marzo 2021 | 26,28 |
| Chubut Norte III [3] | Provincia del Chubut | febrero 2021 | 57,66 |
| Chubut Norte IV [3] | Provincia del Chubut | febrero 2021 | 83,22 |
| **Parques Solares** | | | |
| Ullum I | Provincia de San Juan | diciembre 2018 | 25,00 |
| Ullum II | Provincia de San Juan | diciembre 2018 | 25,00 |
| Ullum III | Provincia de San Juan | diciembre 2019 | 32,00 |
| Sierras de Ullum | Provincia de San Juan | marzo 2023 | 78,00 |
| Tocota III | Provincia de San Juan | Febrero 2024 | 60,00 |
| **Centrales Térmicas** | | | |
| Bragado II | Provincia de Buenos Aires | febrero 2017 | 59 |
| Bragado III | Provincia de Buenos Aires | mayo 2017 | 59 |
| Cruz Alta | Provincia de Tucumán | enero 2002/febrero 2003[4] | 245,00 |
| **Total** | | | **1.367** |

Notas:

(1) Esta central inició operaciones comerciales en agosto de 2013 pero ha sido operada por la Emisora desde el 29 de noviembre d 2017, cuando fue adquirida por la Emisora.

(2) La participación accionaria de la Compañía es del 50%.

(3) La participación accionaria de la Compañía es del 51%.

(4) Esta central inició operaciones comerciales en enero de 2002 y febrero de 2003 pero ha sido operada por la Emisora (a través de GEDESA) desde el 11 de agosto de 2017, cuando fue adquirida por la Emisora.

El siguiente mapa muestra la ubicación geográfica de los activos de generación de energía eléctrica de la Emisora operativos a la fecha de este Prospecto.

| Activos Operativos | Capacidad Instalada (MW) | Inicio Operaciones |
|---|---|---|
| **Eólico** | | |
| 1 Rawson I | 53 | Ene-12 |
| 1 Rawson II | 31 | Ene-12 |
| 1 Rawson III | 25 | Dic-17 |
| 1 Trelew | 51 | Ago-13 |
| 1 Madryn I | 71 | Nov-18 |
| 1 Madryn II | 151 | Sep-19 |
| 1 Chubut Norte I | 29 | Dic-18 |
| 1 Chubut Norte II | 26 | Mar-21 |
| 1 Chubut Norte III | 58 | Feb-21 |
| 1 Chubut Norte IV | 83 | Feb-21 |
| 2 Villalonga I | 52 | Dic-18 |
| 2 Villalonga II | 3 | Feb-19 |
| 3 Pomona I | 101 | Jul-19 |
| 3 Pomona II | 12 | Ago-19 |
| 4 Necochea | 38 | Feb-20 |
| 5 La Elbita | 162 | 4T 2024E |
| **Solar** | | |
| 6 Ullum 1 | 25 | Dic-18 |
| 6 Ullum 2 | 25 | Dic-18 |
| 6 Ullum 3 | 32 | Dic-18 |
| 6 Sierras de Ullum | 78 | Mar-23 |
| 7 Tocota III | 60 | Feb-24 |
| 8 Los Molles | 93 | 1S 2025E |
| **Térmico** | | |
| Bragado II & III | 118 | Feb-17 |
| 9 Cruz Alta | 245 | Ene-02/Feb-03 |

Nota: (1) Participación bruta.

El siguiente cuadro presenta las ventas medidas en la moneda funcional de la Emisora (expresadas en millones de US$), el factor de disponibilidad y la generación neta de los activos de generación de energía de la Emisora para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

| | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | |
|---|---|---|---|
| | **2023** | **2022** | **2021** |
| **Parques eólicos** | | | |
| Rawson I y II | | | |
| Ventas | 36,1 | 35,3 | 33,7 |
| Factor de disponibilidad | 97,7% | 96,5% | 96,2% |
| Generación neta (GWh) | 279 | 272 | 266 |
| Rawson III | | | |
| Ventas | 8,7 | 7,9 | 7,3 |
| Factor de disponibilidad | 96,2% | 96,6% | 95,9% |
| Generación neta (GWh) | 103 | 106 | 103 |
| Trelew | | | |
| Ventas | 20,0 | 19,4 | 18,4 |
| Factor de disponibilidad | 80,7% | 83,2 | 77,7% |
| Generación neta (GWh) | 154 | 150 | 144 |
| Chubut Norte I | | | |
| Ventas | 10,9 | 10,5 | 10,1 |
| Factor de disponibilidad | 98,4% | 97% | 95% |
| Generación neta (GWh) | 131 | 129 | 126 |
| Madryn I | | | |
| Ventas | 28,3 | 28,0 | 28,3 |
| Factor de disponibilidad | 96,6% | 96,5% | 97% |
| Generación neta (GWh) | 307 | 308 | 302 |
| Madryn II | | | |
| Ventas | 58,7 | 57,4 | 57,3 |
| Factor de disponibilidad | 96,6% | 96,1% | 96,5% |
| Generación neta (GWh) | 639 | 643 | 625 |

| | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | |
|---|---|---|---|
| | 2023 | 2022 | 2021 |
| Villalonga I | | | |
| Ventas | 15,7 | 16,8 | 15,5 |
| Factor de disponibilidad | 93,9% | 96,6% | 97,1% |
| Generación neta (GWh) | 225 | 247 | 231 |
| Villalonga II | | | |
| Ventas | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| Factor de disponibilidad | 96,6% | 96,3 | 97,9% |
| Generación neta (GWh) | 15 | 16 | 15 |
| Pomona I | | | |
| Ventas | 27,6 | 28,0 | 24,5 |
| Factor de disponibilidad | 95,8% | 96,8% | 95,4% |
| Generación neta (GWh) | 393 | 417 | 367 |
| Pomona II | | | |
| Ventas | 2,8 | 3,0 | 2,8 |
| Factor de disponibilidad | 94,8% | 99,0% | 98,6% |
| Generación neta (GWh) | 49 | 53 | 47 |
| Necochea [6] | | | |
| Ventas | 10,8 | 9,8 | 10,5 |
| Factor de disponibilidad | 96,8% | 89,1% | 97,8% |
| Generación neta (GWh) | 155 | 151 | 158 |
| Chubut Norte II [5] | | | |
| Ventas | 5,3 | 5,6 | 5,0 |
| Factor de disponibilidad | 98,5% | 98,8% | 86,9% |
| Generación neta (GWh) | 85 | 99 | 88 |
| Chubut Norte III [5] [6] | | | |
| Ventas | 18,7 | 18,2 | 13,5 |
| Factor de disponibilidad | 94,3% | 97,4% | 88,7% |
| Generación neta (GWh) | 219 | 247 | 211 |
| Chubut Norte IV [5] [6] | | | |
| Ventas | 11,0 | 11,9 | 9,3 |
| Factor de disponibilidad | 93,8% | 94,8% | 79,1% |
| Generación neta (GWh) | 384 | 378 | 319 |
| **Parques solares** | | | |
| Ullum Solar I[4] | | | |
| Ventas | 4,1 | 4,0 | 4,0 |
| Factor de disponibilidad | 77,4% | 79,9% | 79,8% |
| Generación neta (GWh) | 61 | 63 | 61 |
| Ullum Solar II[4] | | | |
| Ventas | 4,3 | 4,3 | 4,0 |
| Factor de disponibilidad | 82,4% | 82,2% | 81,7% |
| Generación neta (GWh) | 63 | 64 | 63 |
| Ullum Solar III[4] | | | |
| Ventas | 5,6 | 5,5 | 5,3 |
| Factor de disponibilidad | 80,5% | 82,2% | 80,2% |
| Generación neta (GWh) | 80 | 83 | 80 |
| Sierras de Ullum | | | |
| Ventas | 7,8 | - | - |
| Factor de disponibilidad | 68,7% | - | - |
| Generación neta (GWh) | 152 | - | - |
| Tocota III | | | |
| Ventas | 0,0 | - | - |
| Factor de disponibilidad | - | - | - |
| Generación neta (GWh) | 0 | - | - |
| **Centrales térmicas** | | | |

| | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | |
|---|---|---|---|
| | **2023** | **2022** | **2021** |
| Matheu[2] | | | |
| Ventas | - | - | - |
| Factor de disponibilidad | - | - | - |
| Generación neta (GWh) | - | - | - |
| Paraná[2] | | | |
| Ventas | - | - | - |
| Factor de disponibilidad | - | - | - |
| Generación neta (GWh) | - | - | - |
| Concepción del Uruguay [3] | | | |
| Ventas | - | - | - |
| Factor de disponibilidad | - | - | - |
| Generación neta (GWh) | - | - | - |
| Olavarría[2] | | | |
| Ventas | - | - | - |
| Factor de disponibilidad | - | - | - |
| Generación neta (GWh) | - | - | - |
| Las Armas | | | |
| Ventas | - | - | - |
| Factor de disponibilidad | - | - | 4,86% |
| Generación neta (GWh) | - | - | 1 |
| Bragado [1] | | | |
| Ventas | 33,2 | 31,2 | 38,6 |
| Factor de disponibilidad | 98,7% | 94,5% | 95,3% |
| Generación neta (GWh) | 274 | 256 | 283 |
| Pinamar[2] | | | |
| Ventas | - | - | - |
| Factor de disponibilidad | - | - | - |
| Generación neta (GWh) | - | - | - |
| Cruz Alta | | | |
| Ventas | 7,1 | 12,0 | 9,6 |
| Factor de disponibilidad | 89,1% | 97,9% | 99,1% |
| Generación neta (GWh) | 73 | 21 | 13 |

Notas:

(1) Las centrales térmicas Bragado II y Bragado III obtuvieron habilitación comercial el 18 de febrero de 2017 y el 5 de mayo de 2017, respectivamente. La central térmica Bragado I dejo de operar el 01 de noviembre del 2021, conforme lo determinado mediante RESOL-2021-1120-APN-SE#MEC.

(2) La central térmica de Pinamar dejó de operar a partir del 1 de abril de 2019, conforme lo determinado mediante Resolución 2019-4-APN-SRRYME # MHA del Ministerio de Finanzas.

La central térmica de Matheu dejó de operar a partir del 30 de abril de 2020, conforme lo determinado mediante Resolución B-144924-1 del Ministerio de Finanzas.

Las centrales térmicas Concepción del Uruguay, Olavarría y Las Armas I dejaron de operar a partir del 01 de noviembre de 2020, conforme a lo determinado mediante la Resolución RESOL-2020-123-APN-SE#MDP, RESOL-202041-APN-SE#MDP and RESOL-2020-208-APNSE#MD respectivamente.

La central térmica Paraná, dejó de operar a partir del 9 de diciembre 2020, conforme a lo determinado mediante la Resolución RESOL-2020-285-APN-SE#MEC.

La central térmica Las Armas II, dejó de operar a partir del 1 de mayo 2021, conforme a lo determinado mediante la Resolución RESOL-2021-376-APN-SE#MEC

(3) Ullum Solar I y II iniciaron operaciones comerciales el 19 de diciembre de 2018. Ullum Solar III inició operaciones comerciales el 22 de diciembre de 2018.

(4) Chubut Norte II inició operación comercial el 27 de marzo de 2021, Chubut Norte III el 25 de febrero de 2021 y Chubut Norte IV el 04 de febrero de 2021.

(5) Corresponde a negocios conjuntos que posee la Sociedad. Los importes de ventas indicados corresponden al 100% de los ingresos de cada negocio conjunto.

**Parques eólicos**

*Parque eólico Rawson I y II*

En el año 2009, la Emisora participó en un proceso de licitación internacional (Licitación ENARSA N°1/2009) llevado a cabo por ENARSA de acuerdo con el Programa de Energías Renovables para desarrollar y operar nuevas energías renovables. En el año 2010, se le adjudicó a la Emisora el derecho a desarrollar y operar un parque eólico situado en la localidad de Rawson, Provincia del Chubut. Los parques eólicos Rawson I y II comprenden centrales de generación de energía eólica con una capacidad instalada de 84 MW a la fecha del presente Prospecto conformada por 43 turbinas eólicas (modelo V90 1,8 MW, clase IEC IIA) adquiridas a Vestas en 2010. Las turbinas eólicas de los Parques Eólicos Rawson I y II son operadas y monitoreadas en forma remota por el equipo de la Emisora a través del sistema SCADA, en coordinación con el centro de control de Vestas en India, que también opera y supervisa parques eólicos en forma permanente en todo el mundo. La responsabilidad máxima de Vestas en virtud de este contrato se limita, en términos generales, a la remuneración anual total pagadera a Vestas durante la vigencia del contrato.

Los parques eólicos Rawson I y II obtuvieron habilitación comercial en enero de 2012. El importe total invertido por la Emisora en el marco de este proyecto fue de US$154,3 millones, el cual fue financiado mediante aportes de capital y deuda. Las torres y turbinas del parque eólico Rawson están ubicadas en propiedades adquiridas por la Emisora, la cual también construye y mantiene las vías de acceso a esos activos.

El factor de carga de un parque eólico es el coeficiente entre la producción real del parque eólico durante un intervalo de tiempo y su potencial de producción si le fuera posible operar a la capacidad instalada total de manera continua durante el mismo intervalo de tiempo. Desde el inicio de su operación comercial, el parque eólico Rawson viene generando electricidad sin mayores interrupciones y registró un factor de carga promedio de 38,3% hasta el 31 de diciembre de 2023, de acuerdo con la información proporcionada por CAMMESA.

Asimismo, de acuerdo con el Protocolo de Kioto del cual Argentina es firmante, la Emisora obtuvo la registración del parque eólico Rawson como "Mecanismo de Desarrollo Limpio" ante las Naciones Unidas. En 2013, Genneia celebró un acuerdo para la venta de Reducciones de Emisiones Certificadas ("**REC**") con Mercuria Energy Trading S.A. ("**Mercuria**") por las primeras 355.000 REC que la Emisora emitió por un precio fijo de €1.050.000 (aproximadamente US$1.352.055 al 30 de junio de 2018). Por otra parte, en 2015, la Emisora celebró un acuerdo con Natura Cosméticos S.A. para la venta de 70.000 bonos de carbono (VCU) a dicha compañía por un precio total de US$301.000.

La Secretaría de Gobierno de Energía instruyó a ENARSA a efectuar el cambio de titularidad de los Parques Eólicos Rawson I y II y la cesión de los Contratos de Abastecimiento MEM a favor de Genneia S.A. La Subsecretaría de Mercado Eléctrico, mediante la nota NO-2019-93090962-APN-SSME#MHA, autorizó en forma provisoria el cambio de titularidad. Por lo que a partir de noviembre 2019, Genneia S.A. es contraparte de los Contratos de Abastecimiento MEM y CAMMESA efectúa los pagos directamente a Genneia S.A.

*Parque Eólico Rawson III*

En diciembre de 2017, el parque eólico Rawson III inició su operación comercial, que amplió la capacidad instalada de los parques eólicos Rawson I y II, en 25 MW. El costo de este proyecto fue de aproximadamente US$39 millones.

El parque eólico se encuentra en un predio aledaño a los parques eólicos de la Sociedad de Rawson I y II —en lo que la Emisora entiende es una ubicación estratégica tanto desde el punto de vista del recurso eólico como de la factibilidad de acceso al SADI —en las cercanías de la ciudad de Rawson, cinco kilómetros al sur de la Ruta Nacional N°25 y en el kilómetro 158 de la Ruta Provincial N°1, que constituye la principal vía de acceso al parque. En función de las estimaciones de la Emisora, las cuales, entre otras cosas, toman en consideración dos años de estudios de viento realizados por la Emisora y evaluaciones de viento preparadas por consultores técnicos independientes, la Emisora considera que podría alcanzar un factor de carga del 49,2% con un 50% de probabilidad (también conocido en la industria como "P50") durante un período de 10 años. El parque eólico Rawson III cuenta con doce turbinas eólicas de 2 MW de capacidad instalada. Actualmente, la Emisora posee derechos de usufructo (que ha escriturado a su favor) sobre el inmueble en el que está situado el parque eólico, con el derecho de escriturar el dominio de la propiedad.

En 2010, la Emisora celebró contratos de servicios y disponibilidad con Vestas en virtud de los cuales Vestas acordó proporcionar asistencia técnica, capacitación y servicios de mantenimiento a la Emisora con relación a las turbinas de los parques eólicos Rawson I y II, durante un plazo inicial de cinco años. El 23 de mayo de 2017, la Emisora celebró un contrato

de servicios y disponibilidad unificado con Vestas para los parques eólicos Rawson I y II y el parque eólico Rawson III que prorrogó el plazo del acuerdo durante otro período de 10 años. Además, conforme a este contrato, Vestas acordó garantizar un factor de disponibilidad de 97,6% durante el primer año del contrato y del 98% durante el período restante. Las turbinas eólicas de Rawson son operadas y monitoreadas en forma remota por el equipo de operaciones de la Emisora a través del sistema SCADA, en coordinación con el centro de control de Vestas en India, que también opera y supervisa continuamente los parques eólicos de manera global. La responsabilidad máxima de Vestas en virtud de este contrato se limita, en términos generales, a la remuneración anual total pagadera a Vestas durante la vigencia del contrato.

El parque cuenta con PPAs firmados con usuarios privados. En septiembre de 2016, la Emisora celebró un PPA privado con Loma Negra, de 20 años, denominado en Dólares Estadounidenses, por aproximadamente el 60% de la capacidad del parque eólico Rawson III.

*Parque Eólico Trelew*

El 29 de noviembre de 2017, y como parte de un plan estratégico de la Emisora para consolidar un *hub* eólico de más de 500 MW en la Provincia del Chubut, la Emisora adquirió de Sideli S.A. (quien a su vez había adquirido este activo en 2016 de Isolux Corsán) el 100 % de las acciones de Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. (antes denominada Isolux Corsán Energías Renovables S.A.), sociedad titular del Parque Eólico Trelew. El 16 de abril de 2018, la CNDC autorizó dicha adquisición accionaria. A la fecha del presente Prospecto, la Emisora desconoce la identidad del controlante y de los beneficiarios finales de Sideli S.A.

El Parque Eólico Trelew es una central de generación de energía eólica, adjudicada por ENARSA en el año 2010 a Isolux Corsán, entonces accionista de Parque Eólico Loma Blanca IV S.A., bajo la Licitación N°1/2009 (Licitación GENREN). El parque eólico está compuesto por 17 turbinas eólicas Alstom/General Electric (modelo ECO100, de 3 MW cada una), es decir, una capacidad instalada de 51 MW. Las torres y turbinas del Parque Eólico Trelew están ubicadas en un inmueble en el que la Emisora posee derechos de usufructo otorgados por terceros, escriturados a su favor. La vigencia de los derechos de usufructo otorgados por terceros supera al plazo del PPA pertinente.

El Parque Eólico Trelew fue construido en 2013 y en agosto de dicho año comenzó su operación comercial, pero ha sido operado por Genneia desde el 29 de noviembre de 2017. El monto total invertido por la Emisora en la adquisición de este parque eólico a Sideli S.A. asciende a US$40 millones. Bajo el contrato de compraventa de acciones firmado para la adquisición de Parque Eólico Loma Blanca IV S.A., la Emisora adquirió una compañía que tenía una deuda financiera con el Fideicomiso Financiero Loma Blanca Serie I, contraída para la construcción del parque eólico, la cual al 29 de noviembre de 2017 ascendía a US$55 millones. En función de informaciones periodísticas que daban cuenta de una denuncia promovida por algunos diputados nacionales con relación a dicha adquisición, la Sociedad realizó una presentación espontánea en el expediente judicial en el mes de febrero de 2018 a fin de ponerse a entera disposición de las autoridades judiciales y exponer acabadamente acerca de los antecedentes de la operación, suministrando el contrato de compraventa de acciones, y dejando expresamente establecido la absoluta licitud y validez de la misma.

A la fecha del presente Prospecto, ni la Sociedad, ni ningún funcionario o empleado pasado o actual de la misma, se encuentran involucrados en investigaciones relacionadas con esta causa judicial, ni han recibido requerimientos de información o documentación adicional por parte de las autoridades judiciales.

La Secretaría de Gobierno de Energía instruyó a ENARSA a efectuar el cambio de titularidad del Parque Eólico Trelew y la cesión del Contratos de Abastecimiento MEM a favor de Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. La Subsecretaría de Mercado Eléctrico, ha autorizado a CAMMESA al cambio de titularidad, en carácter provisorio, hasta tanto se perfeccione el acto administrativo correspondiente.

*Parque eólico Madryn I y II*

Con fecha 28 de septiembre de 2016, el Ministerio de Energía y Minería de la Nación dictó la Resolución N° 202 – E/2016 (la "**Resolución 202**"), mediante la cual, entre otras medidas se establecieron los términos y condiciones bajo los cuales los titulares de proyectos renovables con PPA suscriptos con ENARSA bajo la Resolución SE N°712/2009 como era el caso de los Parques Eólicos PEM I, PEM II, PEM Norte, PEM Sur y PEM Oeste, podrían celebrar nuevos contratos con CAMMESA.

El 31 de mayo de 2017 la Compañía celebró dos PPA denominados en Dólares Estadounidenses a 20 años con CAMMESA con respecto a toda la capacidad instalada del parque eólico Puerto Madryn basados en los modelos de PPAs incluidos en las Resoluciones No. 202-E/2016 y 168-E/ 2017, respectivamente. Los PPAs vencerán 20 años después de la fecha en que CAMMESA otorgó la autorización comercial.

El 2 de noviembre de 2018, entró en operación comercial el Parque Eólico Madryn I. Con una potencia instalada de 71,1 MW, el proyecto que debía finalizarse en mayo de 2019, alcanzó su puesta en marcha seis meses antes de lo previsto en el contrato con CAMMESA celebrado en el marco de la Resolución N° 202/16 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación y el Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las Leyes N° 26.190 y 27.191. El parque tiene 20 aerogeneradores de 3,6 MW de potencia cada uno.

El 26 de septiembre de 2019, entró en operación comercial el Parque Eólico Madryn II. Con una potencia instalada de 151,2 MW, el proyecto que debía finalizarse en noviembre de 2019, alcanzó su puesta en marcha dos meses antes de lo previsto en el contrato con CAMMESA celebrado en el marco de la Resolución N° 202/16 del Ministerio de Energía y Minería de la Nación y el Régimen de Fomento de las Energías Renovables establecido por las Leyes N° 26.190 y 27.191. El parque tiene 42 aerogeneradores de 3,6 MW de potencia cada uno.

*Parque eólico Villalonga I*

En el marco de la licitación RenovAr, el 12 de enero de 2017, la subsidiaria Genneia Vientos Argentinos S.A. celebró un PPA denominado en Dólares Estadounidenses a 20 años con CAMMESA por la totalidad de la capacidad instalada comprometida del parque eólico Villalonga I.

El 23 de mayo de 2017, Genneia Vientos Argentinos S.A. celebró un contrato de servicios y disponibilidad con Vestas, en virtud del cual Vestas acordó brindar servicios de asistencia técnica, capacitación y mantenimiento a la Emisora respecto a las turbinas que componen el parque eólico Villalonga I por un periodo de diez años. Además, bajo este contrato, Vestas acordó garantizar un factor de disponibilidad del 96% o 97%, dependiendo de la ocurrencia de ciertos eventos, para el primer año del acuerdo y 97% o 98%, dependiendo de la ocurrencia de ciertos eventos, por el período restante del contrato.

El 19 de junio de 2018, Genneia Vientos Argentinos S.A. y Genneia Vientos del Sur S.A., subsidiarias totalmente controladas por la Emisora, celebraron contratos de financiamiento para los parques eólicos Villalonga I y Chubut Norte I por hasta US$130,7 millones con EKF, SMBC, CAF y FMO, que se utilizaran para la construcción y costos iniciales del proyecto. Actualmente ya se han cumplido las condiciones precedentes fijadas en dichos acuerdos y se han realizados los primeros desembolsos (véase *"Antecedentes Financieros – d) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Financiamiento Subsidiario"*).

El 19 de diciembre de 2018, con una anticipación de cinco meses a la fecha comprometida entró en operación comercial el Parque Eólico Villalonga se encuentra emplazado en un predio de 727 hectáreas, ubicado en la zona sur de la provincia de Buenos Aires, 90 km al norte de la localidad de Carmen de Patagones, sobre la Ruta Nacional N°3, la cual será la vía de acceso principal al parque eólico, y en las cercanías de la localidad de Villalonga, con una línea en 132kV que atravesará el parque por el ala oeste. Basado en las estimaciones y presunciones de la Emisora, las cuales, entre otras cosas, toman en consideración cuatro años de estudios de vientos preparados por la Emisora y evaluaciones del viento preparadas por asesores técnicos independientes sobre la base de los estudios de vientos de la Emisora, esta última cree que, el parque eólico Villalonga I puede alcanzar un factor de carga promedio del 52,3%, con una probabilidad del 50% (lo que en la industria también se conoce como "P50") en un período de diez años. La tecnología de turbinas que se utilizaron en el proyecto Villalonga es Vestas. Este proyecto incluye una subestación en 33/132kV dentro del parque y la conexión al SADI a través de una línea de 132kV, conectada a la estación Pedro Luro y Carmen de Patagones.

*Parque eólico Villalonga II*

El parque eólico Villalonga II forma parte de las nuevas centrales renovables de la Emisora, para la generación de energía eléctrica a ser comercializada en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) o en el Mercado "Spot". El parque eólico Villalonga II tiene una capacidad instalada comprometida de 3,45 MW.

El 18 de mayo de 2018, Genneia celebró un contrato de servicios y disponibilidad con Vestas, en virtud del cual Vestas acordó brindar servicios de asistencia técnica, capacitación y mantenimiento a la Emisora con respecto a las turbinas que componen el parque eólico Villalonga II por un periodo de diez años. Además, bajo este contrato, Vestas acordó garantizar un factor de disponibilidad del 96%, dependiendo de la ocurrencia de ciertos eventos, para el primer año del acuerdo y 97%, dependiendo de la ocurrencia de ciertos eventos, por el período restante del contrato.

El parque eólico Villalonga II comenzó a operar en diciembre de 2018 y obtuvo la habilitación comercial en febrero de 2019. Se encuentra emplazado en un predio aledaño al parque eólico Villalonga I, ubicado en la zona sur de la provincia de Buenos Aires, 90 km al norte de la localidad de Carmen de Patagones, sobre la Ruta Nacional N°3, la cual será la vía de acceso principal al parque eólico, y en las cercanías de la localidad de Villalonga, con una línea en 132kV que atravesará el parque

por el ala oeste. Basado en las estimaciones y presunciones de la Emisora, las cuales, entre otras cosas, toman en consideración cuatro años de estudios de vientos preparados por la Emisora y evaluaciones del viento preparadas por asesores técnicos independientes sobre la base de los estudios de vientos de la Emisora, esta última cree que, el parque eólico Villalonga II puede alcanzar un factor de carga promedio del 49%, con una probabilidad del 50% (lo que en la industria también se conoce como "P50") en un período de diez años. Este proyecto incluye una subestación en 33/132kV dentro del parque y la conexión al SADI a través de una línea de 132kV, conectada a la estación Pedro Luro y Carmen de Patagones.

*Parque eólico Chubut Norte I*

El 7 de octubre de 2016, el Ministerio de Energía emitió la Resolución N°213, a través de la cual le adjudicó a la Emisora el derecho de llevar a cabo el proyecto eólico Chubut Norte I. El 12 de enero de 2017, la Emisora celebró, a través de su subsidiaria Genneia Vientos del Sur S.A., un PPA denominado en Dólares Estadounidenses a 20 años con CAMMESA, por la totalidad de la capacidad instalada comprometida del parque eólico Chubut Norte I sobre la base del modelo de PPA incluido en la Resolución N°136.

El 23 de mayo de 2017, Genneia Vientos del Sur S.A. celebró un contrato de servicios y disponibilidad con Vestas, en virtud del cual, Vestas acordó brindar servicios de asistencia técnica, capacitación y mantenimiento a la Emisora con respecto a las turbinas que componen el parque eólico Chubut Norte I por un periodo de diez años. Además, bajo este contrato, Vestas acordó garantizar un factor de disponibilidad del 96% o 97%, dependiendo de la ocurrencia de ciertos eventos, para el primer año del acuerdo y 97% o 98%, dependiendo de la ocurrencia de ciertos eventos, por el período restante del contrato.

El 19 de junio de 2018, Genneia Vientos Argentinos S.A. y Genneia Vientos del Sur S.A., subsidiarias totalmente controladas por la Emisora, celebraron contratos de financiamiento para los parques eólicos Villalonga I y Chubut Norte I por hasta US$130,7 millones con EKF, SMBC, CAF y FMO, que se utilizaran para la construcción y costos iniciales del proyecto. Actualmente ya se han cumplido las condiciones precedentes fijadas en dichos acuerdos y se han realizado la mayor parte de los desembolsos (Véase "*Antecedentes Financieros – d) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Financiamiento Subsidiario"*).

El parque eólico Chubut Norte I comenzó su operación comercial en diciembre de 2018, y se encuentra emplazado un predio de 834 hectáreas en la región noreste de la Provincia del Chubut, aproximadamente a unos 20 km al norte del cruce entre la Ruta Nacional N°3 y la Ruta Provincial N°4. Basado en las estimaciones y presunciones de la Emisora, las cuales, entre otras cosas, toman en consideración cuatro años de estudios de vientos preparados por la Emisora y evaluaciones de datos eólicos preparadas por DNV GL sobre la base de los estudios de vientos de la Emisora, esta última cree que el proyecto eólico Chubut Norte I puede alcanzar un factor de carga de 50,9%, con una probabilidad del 50% (lo que en la industria también se conoce como "P50") en un período de diez años. Este proyecto incluye la instalación de una subestación en 33/132kV dentro del parque y la conexión al SADI a través de una línea de 132kV, conectada a la estación transformadora Puerto Madryn en 132/300kV.

A partir de la sanción de la Ley Provincial XVI N°101, desde el 27 de diciembre de 2019, se amplió el ejido municipal de Puerto Madryn y sometió, en consecuencia, la actividad del parque a las disposiciones del Código Tributario Municipal. En abril del 2020, mediante la Ordenanza N°11.349 (modificada por la Ordenanza N°11.546)**,** la Municipalidad de Puerto Madryn estableció bases imponibles específicas para la actividad de generación eólica respecto de la tasa de habilitación, inspección, seguridad e higiene y control ambiental, y de la tasa de construcción. A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad ha hecho una presentación ante CAMMESA, solicitando una revisión del precio del PPA para compensar las tarifas, en caso de que las tasas fueren consideradas válidas. Véase *"Información sobre la Emisora —Procedimientos Judiciales*".

*Parque Eólico Pomona I*

El 25 de noviembre de 2016, el Ministerio de Energía emitió la Resolución N°281 a través de la cual le adjudicó a la Emisora el derecho de llevar a cabo el proyecto eólico Pomona I. En mayo de 2017, la subsidiaria Genneia Vientos del Soeste S.A. celebró un PPA denominado en Dólares Estadounidenses a 20 años con CAMMESA por la totalidad de la capacidad instalada del parque eólico Pomona I ("**Pomona I**").

Pomona I está emplazado sobre 1.365 hectáreas en la región central de la Provincia de Río Negro, aproximadamente 4 km al oeste de la estación transformadora de 500kV de Choele Choel. Pomona I, demandó una inversión de US$135 millones. Su capacidad instalada es de 101,4 MW y cuenta con 26 aerogeneradores de 3,9 MW de potencia cada uno. Basado en las estimaciones de la Emisora, las cuales, entre otras cosas, toman en consideración dos años de estudios de vientos preparados por la Emisora, esta última cree que Pomona I podría alcanzar un factor de carga promedio del 45,1%, con una

probabilidad del 50% (lo que en la industria también se conoce como "P50") en un período de diez años. Este proyecto incluyó la instalación de una subestación en 33/132kV dentro del parque y la conexión al SADI a través de una línea de 132kV, la cual conecta las localidades de Choele Choel y Beltrán.

El 29 de septiembre de 2017, Genneia Vientos del Soeste S.A. celebró un contrato de servicios y disponibilidad con Nordex en virtud del cual Nordex acordó brindar servicios de asistencia técnica, capacitación y mantenimiento a la Emisora con respecto a las turbinas que componen a Pomona I por un periodo de diez años. Asimismo, en virtud de este contrato, Nordex acordó garantizar un factor de disponibilidad del 96% durante el primer año del contrato y del 98% para el periodo restante.

El 8 de julio de 2018, Genneia Vientos del Sudoeste S.A. suscribió un acuerdo de financiamiento con KfW y DEG por el monto de US$ 142 millones. *(Véase "Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Financiamiento Subsidiario")*

Con fecha 12 de julio de 2019, CAMMESA otorgó la habilitación comercial al Pomona I para despachar energía eólica al Sistema Argentino de Interconexión. Cabe destacar que Pomona I ha alcanzado su puesta en marcha antes de lo previsto en el contrato con CAMMESA, celebrado en el marco del Programa RenovAr Ronda 1.5.

*Parque Eólico Pomona II*

El parque forma parte de las nuevas centrales renovables de la Emisora, para la generación de energía eléctrica a ser comercializada en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) o en el Mercado "Spot". El parque eólico Pomona II tiene una capacidad instalada de 12 MW y un costo aproximado de US$14,4 millones.

El parque eólico Pomona II está emplazado en el inmueble aledaño al parque eólico Pomona I, en la región central de la Provincia de Río Negro, aproximadamente a 4 km al oeste de la estación transformadora de 500kV de Choele Choel. Basado en las estimaciones de la Emisora, las cuales, entre otras cosas, toman en consideración dos años de estudios de vientos preparados por la Emisora, esta última cree que, una vez que esté en pleno funcionamiento, el parque eólico Pomona II podría alcanzar un factor de carga promedio del 45,1%, con una probabilidad del 50% (lo que en la industria también se conoce como "P50") en un período de diez años. El proyecto incluyó la instalación de una subestación en 33/132kV dentro del parque y la conexión al SADI a través de una línea de 132kV, la cual conecta las localidades de Choele Choel y Beltrán.

El 5 de abril de 2018, la Emisora celebró un contrato de servicios y disponibilidad con Nordex en virtud del cual Nordex acordó brindar servicios de asistencia técnica, capacitación y mantenimiento a la Emisora con respecto a las turbinas que componen el parque eólico Pomona II por un periodo de diez años. Asimismo, en virtud de este contrato, Nordex acordó garantizar un factor de disponibilidad del 96% durante el primer año del contrato y del 98% para el periodo restante.

El 23 de julio de 2019, la Emisora firmó un préstamo corporativo de US$ 31 millones con KfW para la construcción de los parques eólicos Pomona II y Chubut Norte II. El financiamiento consiste en un préstamo garantizado de 4 años, otorgado por KfW y garantizado por la Agencia Alemana de Crédito a la Exportación "Euler Hermes".

A la fecha de este Prospecto, el parque eólico Pomona II se encuentra construido, con una capacidad instalada de 12 MW, y en operación comercial desde agosto del 2019.

*Parque Eólico Necochea*

El 21 de noviembre de 2016, la Sociedad celebró un contrato con Centrales de la Costa Atlántica S.A. ("**Centrales de la Costa**") para llevar a cabo y financiar conjuntamente el proyecto eólico Necochea de 37,95 MW (en adelante, el "**Contrato de Joint Venture de Necochea**"). El 25 de noviembre de 2016, el Ministerio de Energía emitió la Resolución N° 281 a través de la cual le adjudicó a Centrales de la Costa el derecho a llevar a cabo el proyecto eólico Vientos de Necochea. El 21 de noviembre de 2017, Vientos de Necochea S.A, en la cual Genneia S.A. tiene un 50% de participación y Centrales de la Costa Atlántica S.A. el 50% restante, suscribió un contrato de compraventa de energía (PPA) a 20 años con CAMMESA para toda la capacidad instalada del parque eólico Vientos de Necochea I.

Basado en las estimaciones y presunciones de la Emisora, las cuales, entre otras cosas, toman en consideración dos años de estudios de vientos preparados por la Emisora, esta última cree que, el parque eólico Necochea podría alcanzar un factor de carga promedio del 47,8%, con una probabilidad del 50% (lo que en la industria también se conoce como "P50") en un período de diez años.

En mayo de 2018, Vientos de Necochea S.A. celebró un acuerdo con Vestas Argentinas S.A. para la provisión de mantenimiento y garantía de disponibilidad de aerogeneradores para este proyecto.

El 8 de febrero de 2020, CAMMESA otorgó la autorización comercial del parque eólico Vientos de Necochea. Esto significó una demora en los plazos comprometidos bajo el PPA, ya que la fecha acordada en dicho contrato era el 11 de diciembre de 2019.

El 9 de junio de 2021, a través de la Nota B-156007-1, CAMMESA informó a Vientos de Necochea que correspondía la aplicación de la multa prevista en la Cláusula 13.3(b) consistente en un monto de mil trescientos ochenta y ocho Dólares Estadounidenses (US$ 1.388) por cada megavatio de potencia contratado por cada día de atraso del PPA, por la suma de US$ 2.897.103 (la "**Multa Impuesta**"), cuyo cobro se realizaría mediante su descuento en las Liquidaciones de Ventas.

A la fecha del presente Prospecto, mediante notas B-157586-1, CAMMESA dió lugar al pedido de prórroga presentado por Vientos de Necochea, informando que la Fecha de Habilitación Comercial del proyecto se encontraba prorrogada más allá de la fecha de habilitación comercial efectiva y durante el mes de enero 2022 procedió a devolver de una sola vez las cuotas descontadas de la Multa Impuesta.

*Parque Eólico "Chubut Norte IV"*

El 29 de noviembre de 2017, el Ministerio de Energía emitió la Resolución N°473-E/2017 a través de la cual le adjudicó a la Emisora el derecho de llevar a cabo el proyecto eólico Chubut Norte IV de 83,22 MW de potencia El 26 de junio de 2018, la Emisora a través de su subsidiaria Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. ("**Vientos Sudamericanos**") celebró un PPA denominado en Dólares Estadounidenses a 20 años con CAMMESA por la totalidad de la capacidad instalada del parque eólico Chubut Norte IV. De conformidad con la Resolución N°275-E/2017 emitida por el Ministerio de Energía, la Emisora entregó a CAMMESA seguros de caución por la suma total de US$20,7 como garantía de las obligaciones de la Emisora bajo el PPA.

El parque eólico Chubut Norte IV es aledaño a los parques eólicos Chubut Norte II y III, y está emplazado en la Ruta Nacional N°3 donde se ubica el acceso principal al predio, aproximadamente 18 km al noreste de la ciudad de Puerto Madryn, Provincia del Chubut. Los parques eólicos Chubut Norte II, III, y IV se encuentran emplazados sobre un inmueble cuyos titulares (en condominio) son Vientos Sudamericanos (por el P.E. CH.N. IV), Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. (por el P.E. CH.N. III) y la Emisora (por el P.E. CH.N II), por las siguientes partes indivisas: (i) Genneia: 28,36%; (ii) Vientos Sudamericanos: 43,29%; y (iii) Vientos Patagónicos: 28,35%. Los condóminos realizaron un plano de deslinde y fraccionamiento del inmueble e iniciaron el trámite para obtener la aprobación y registración de dicho plano ante la Dirección General de Catastro de la Provincia de Chubut. La registración se encuentra pendiente de aprobación por la Dirección de Catastro.

Basado en las estimaciones y presunciones preparadas por asesores técnicos independientes, las cuales toman en consideración estudios de vientos preparados por la Emisora, la Emisora cree que el parque eólico Chubut Norte IV podría alcanzar un factor de carga del 53,3%, con P50 en un período de veinte años.

El 13 de agosto de 2018, Vientos Sudamericanos celebró (i) con Nordex Energy GmbH y Nordex Windpower S.A., un contrato para la construcción bajo la modalidad "llave en mano" (*Engineering, Procurement and Construction Agreement*) del parque eólico Chubut Norte IV, incluyendo todas las obras requeridas en relación con el diseño, ingeniería, suministro de aerogeneradores, construcción (obra civil y eléctrica), puesta a punto, prueba, puesta en marcha y finalización de dicho parque; y (ii) con Nordex Argentina S.A., un acuerdo para la prestación de servicios y garantía de disponibilidad (*O&M Agreement*) sobre equipos de dicho parque eólico, que entrará en vigencia una vez iniciada la etapa de operación y finalizará transcurridos los diez años de su celebración. Bajo este contrato, Nordex se comprometió a una "disponibilidad media medida" del parque eólico del 96% para el primer año del acuerdo y del 97,5% por el período restante del contrato.

En relación al financiamiento del parque eólico, ver "*Financiamiento – Financiamiento del Proyecto Chubut Norte III y Chubut Norte IV*".

A través de la nota NO-2020-37458730-APN-SE-MDP fechada 10 de junio de 2020, la Subsecretaría de Energía suspendió los plazos en el marco de la ejecución de los contratos para los programas RenovAr entre el 12 de marzo de 2020 y el 12 de septiembre de 2020 con motivo de la pandemia de COVID-19. Asimismo, a través de la nota NO-2020-60366379-APN-SSEE-MEC, del 10 de septiembre de 2020, la Subsecretaría de Energía amplió el período de suspensión hasta el 15 de noviembre de 2020. Luego, el plazo fue extendido por 45 días adicionales, mediante la nota NO-2020-88681913-APN-SE-MEC de fecha

18 de diciembre de 2020. En consecuencia, la nueva fecha de operación comercial (de aquí en adelante, "**COD**") pasó a ser el 22 de enero de 2021.

El 4 de febrero de 2021, CAMMESA otorgó la autorización comercial del parque eólico Chubut Norte IV. Esto significó una demora en los plazos comprometidos bajo el PPA. En este contexto, CAMMESA podría pretender la aplicación, de la multa contemplada en el PPA, consistente en un monto de mil trescientos ochenta y ocho Dólares Estadounidenses (US$1.388) por cada megavatio de potencia contratada por cada día de retraso en alcanzar la Fecha de Habilitación Comercial con respecto a la Fecha de Habilitación Comercial comprometida.

No obstante, en virtud de la note NO-2020-47458730-APN-SE#MDP de fecha 10 de junio de 2020, el Ministerio de Energía suspendió el cálculo de vencimientos en el marco de la firma de contratos del programa RenovAr entre el 12 de marzo de 2020 y el 12 de septiembre de 2020 debido a la pandemia de COVID-19. En virtud de la nota NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC de fecha 10 de septiembre de 2020, el Ministerio de Energía prorrogó el período de suspensión hasta el 15 de noviembre de 2020. El Ministerio de Energía prorrogó el plazo por 45 días adicionales, a través de la nota NO-2020-88681913-APN-SE#MEC de fecha 18 de diciembre de 2020.

A la fecha del presente Prospecto, mediante nota B-156891-1, CAMMESA dio lugar al pedido de prórroga presentado por Vientos Sudamericanos, informando que la FPHC del proyecto se encuentra prorrogada más allá de la fecha de habilitación comercial real y no corresponde la aplicación de la penalidad contemplada en el Artículo 13.2 del PPA.

*Parque Eólico "Chubut Norte III"*

El 30 de noviembre de 2017, el Ministerio de Energía emitió la Resolución N°473-E/2017 a través de la cual le adjudicó a la Emisora el derecho de llevar a cabo el proyecto eólico Chubut Norte III de 57,7MW de potencia. El 26 de junio de 2018, la Emisora a través de su subsidiaria Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. ("**Vientos Patagónicos**") celebró un PPA denominado en Dólares Estadounidenses a 20 años con CAMMESA por la totalidad de la capacidad instalada del parque eólico Chubut Norte III. De conformidad con la Resolución N°275-E/2017 emitida por el Ministerio de Energía, la Emisora entregó a CAMMESA seguros de caución por la suma total de US$14,4 millones como garantía de las obligaciones de la Emisora bajo el PPA.

El eólico Chubut Norte III es aledaño a los parques eólicos Chubut Norte II y IV, y está emplazado en la Ruta Nacional N°3 donde se ubica el acceso principal al predio, aproximadamente 18 km al noreste de la ciudad de Puerto Madryn, Provincia del Chubut. Los parques eólicos Chubut Norte II, III, y IV se encuentran emplazados sobre un inmueble cuyos titulares (en condominio) son Vientos Patagónicos (por el P.E. CH.N. III), Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. (por el P.E. CH.N. IV), y la Emisora (por el P.E. CH.N II), por las siguientes partes indivisas: (i) Genneia: 28,36%; (ii) Vientos Sudamericanos: 43,29%; y (iii) Vientos Patagónicos: 28,35%. Los condóminos realizaron un plano de deslinde y fraccionamiento del inmueble e iniciaron el trámite para obtener la aprobación y registración de dicho plano ante la Dirección General de Catastro de la Provincia de Chubut. La registración se encuentra pendiente de aprobación por la Dirección de Catastro.

Basado en las estimaciones y presunciones preparadas por asesores técnicos independientes, las cuales toman en consideración estudios de vientos preparados por la Emisora, la Emisora cree que, el parque eólico Chubut Norte III puede alcanzar un factor de carga del 52,8%, con P50 en un período de veinte años.

En relación al financiamiento del parque eólico, ver "*Financiamiento – Financiamiento del Proyecto Chubut Norte III y Chubut Norte IV*".

A través de la nota NO-2020-37458730-APN-SE-MDP, fechada 10 de junio de 2020, la Subsecretaría de Energía suspendió los plazos en el marco de la ejecución de los contratos para los programas RenovAr entre el 12 de marzo de 2020 y el 12 de septiembre de 2020, con motivo de la pandemia COVID-19. Asimismo, a través de la nota NO-2020-60366379-APN-SSEE-MEC, del 10 de septiembre de 2020, la Subsecretaría de Energía amplió el período de suspensión hasta el 15 de noviembre de 2020. Luego, el plazo fue extendido por 45 días adicionales, mediante la nota NO-2020-88681913-APN-SE-MEC de fecha 18 de diciembre de 2020. En consecuencia, la nueva fecha de COD pasó a ser el 22 de enero de 2021.

El 25 de febrero de 2021, CAMMESA otorgó la autorización comercial del parque eólico Chubut Norte III. Esto significó una demora en los plazos comprometidos bajo el PPA. En este contexto, CAMMESA podría pretender la aplicación, de la multa contemplada en el PPA, consistente en un monto de mil trescientos ochenta y ocho Dólares Estadounidenses (US$1.388) por cada megavatio de potencia contratada por cada día de retraso en alcanzar la Fecha de Habilitación Comercial con respecto a la Fecha de Habilitación Comercial comprometida.

No obstante, en virtud de la note NO-2020-47458730-APN-SE#MDP de fecha 10 de junio de 2020, el Ministerio de Energía suspendió el cálculo de vencimientos en el marco de la firma de contratos del programa RenovAr entre el 12 de marzo de 2020 y el 12 de septiembre de 2020 debido a la pandemia de COVID-19. En virtud de la nota NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC de fecha 10 de septiembre de 2020, el Ministerio de Energía prorrogó el período de suspensión hasta el 15 de noviembre de 2020. El Ministerio de Energía prorrogó el plazo por 45 días adicionales, a través de la nota NO-2020-88681913-APN-SE#MEC de fecha 18 de diciembre de 2020.

A la fecha del presente Prospecto, mediante notas B-156890-1, CAMMESA dio lugar al pedido de prórroga presentado por Vientos Patagónicos, informando que la FPHC del proyecto se encuentra prorrogada más allá de la fecha de habilitación comercial real y no corresponde la aplicación de la penalidad contemplada en el Artículo 13.2 del PPA.

*Parque Eólico "Chubut Norte II"*

El activo forma parte de las nuevas centrales renovables de la Emisora, para la generación de energía eléctrica a ser comercializada en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) o en el Mercado "Spot". El parque eólico Chubut Norte II tiene una capacidad instalada comprometida de 26,28 MW.

El parque eólico Chubut Norte II es aledaño de los parques eólicos Chubut Norte III y IV, y está emplazado en la Ruta Nacional N°3, aproximadamente 18 km al noreste de la ciudad de Puerto Madryn, Provincia del Chubut. Los parques eólicos Chubut Norte II, III, y IV se encuentran emplazados sobre un inmueble cuyos titulares (en condominio) son Vientos Patagónicos (por el P.E. CH.N. III), Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. (por el P.E. CH.N. IV), y la Emisora (por el P.E. CH.N II), por las siguientes partes indivisas: (i) Genneia: 28,36%; (ii) Vientos Sudamericanos: 43,29%; y (iii) Vientos Patagónicos: 28,35%. Los condóminos realizaron un plano de deslinde y fraccionamiento del inmueble e iniciaron el trámite para obtener la aprobación y registración de dicho plano ante la Dirección General de Catastro de la Provincia de Chubut. La registración se encuentra pendiente de aprobación por la Dirección de Catastro.

Basado en las estimaciones y presunciones preparadas por asesores técnicos independientes, las cuales toman en consideración estudios de vientos preparados por la Emisora, la Emisora cree que, el parque eólico Chubut Norte II puede alcanzar un factor de carga del 52,8%, con P50 en un período de veinte años.

El 10 de agosto de 2018, Genneia celebró con (i) con Nordex Energy GmbH y Nordex Windpower S.A., un contrato para la construcción bajo la modalidad "llave en mano" (*Engineering, Procurement and Construction Agreement*) para el parque eólico Chubut Norte II, incluyendo todas las obras requeridas en relación con el diseño, ingeniería, suministro de aerogeneradores, construcción (obra civil y eléctrica), puesta a punto, prueba, puesta en marcha y finalización de dicho parque; y (ii) con Nordex Argentina S.A., un acuerdo para la prestación de servicios y garantía de disponibilidad (*O&M Agreement*) sobre equipos de dicho parque eólico, que entrará en vigencia una vez iniciada la etapa de operación y finalizará transcurridos los diez años. Bajo este contrato, Nordex se comprometió a una "disponibilidad media medida" del parque eólico del 96% para el primer año del acuerdo y del 97,5% por el período restante del contrato.

En relación al financiamiento del proyecto, ver "*Financiamiento – Financiamiento de los Proyectos Parque Eólico Pomona II y Parque Eólico Chubut Norte II*".

El 27 de marzo de 2021, CAMMESA otorgó la autorización comercial del parque eólico Chubut Norte II para despachar energía eólica al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

**Parques solares**

*Parques Solares Fotovoltaicas Ullum 1, 2 y 3*

En el marco de la Ronda 1.5 del Programa RenovAr, el Ministerio de Energía emitió la Resolución N°281 E-2016, a través de la cual adjudicó al desarrollador original, el derecho a desarrollar los proyectos de las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum. Con fechas 26 de mayo de 2017 y 30 de junio de 2017, Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3, respectivamente, celebraron cada una un PPA a 20 años denominados en Dólares Estadounidenses celebrados con CAMMESA por el total de la capacidad instalada de las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum, formalizados según el modelo relevante de PPA incluido en la Resolución N°252.

En abril de 2018, la Emisora adquirió las sociedades Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3, las cuales contaban con PPAs firmados con CAMMESA por los proyectos de Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum. El 9 de abril de 2018, Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3 celebraron con Energías Sustentables S.A. contratos para la construcción bajo la modalidad "llave en mano" (*Engineering,*

*Procurement and Construction Agreement,* o "***EPC***") de las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum, incluyendo todas las obras requeridas en relación con el diseño, ingeniería, suministro de componentes principales, construcción (obra civil y eléctrica), puesta a punto, prueba, puesta en marcha y finalización de dichas Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum (los "**Contratos EPC Ullum**"); y el 26 de marzo de 2019, la Emisora celebro con Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3 contratos para la prestación de servicios de operación y mantenimiento de las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum, los cuales se encuentran plenamente vigentes.

Las Centrales Solares Fotovoltaicas se encuentran emplazadas en el margen de la Ruta Provincial nº54, aproximadamente a 12 km al noroeste de Villa Ibáñez, en el departamento de Ullum, Provincia de San Juan, Argentina, y tienen las mismas especificaciones y el mismo acceso principal. Las sociedades Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3 han celebrado contratos de arrendamiento a 30 años con EPSE sobre un total de 295 hectáreas en el cual se asientan las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum.

Con fecha 28 de febrero de 2019, el consultor técnico independiente *Ingeteam Power Technology S.A.* realizó un estudio solare de las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum en pleno funcionamiento, que arrojó un Performance Ratio de 84,4%.

Los Centrales Fotovoltaicas Ullum 1 y Ullum 2 alcanzaron la habilitación comercial el día 19 de diciembre de 2018, 32 días después de la fecha prevista en sus respectivos PPAs. En reiteradas oportunidades Ullum 1 y Ullum 2 hicieron presentaciones ante CAMMESA informando diversos hechos que a su entender constituían eventos de fuerza mayor y que, en caso de ser aceptados como tales, eximirían a las mencionadas subsidiarias de la aplicación de multas por demoras en obtener la habilitación comercial. CAMMESA reconoció sólo 2 días de fuerza mayor, y el 21 de marzo de 2019 notificó a Ullum 1 y Ullum 2 la aplicación de una multa de US$ 1.041.000 a cada una, correspondientes a 30 días de demora en alcanzar la fecha de habilitación comercial acordada en los PPAs.

En marzo de 2020, CAMMESA comenzó a debitar mensualmente de la cuenta corriente de Ullum 1 y Ullum 2, por sus respectivos PPAs, el importe total de la multa, en 48 cuotas en Dólares Estadounidenses, con un interés del 1,7% anual sobre el saldo.

En virtud de lo estipulado en los contratos para la construcción "llave en mano", suministro, montaje y puesta en marcha de las obras de los Centrales Fotovoltaicas Ullum, celebrados con ESSA y otros acuerdos vinculados (el "**Acuerdo de EPC**"), ESSA asumió la obligación de pagar el monto total de las multas que pudieren ser aplicadas por CAMMESA por demoras en la obtención de la habilitación comercial del Centrales Fotovoltaicas Ullum 1 y Ullum 2, descontadas a una tasa del 12% nominal anual.

La obligación de pago de ESSA se encontraba garantizada por (i) US$ 878.464 depositados en una cuenta de garantía abierta en U.S. Bank National Association, correspondientes al saldo de precio del Acuerdo de EPC, el cual puede ser retirado mediante instrucción individual de las sociedades, y (ii) pagarés librados por ESSA y avalados por Fides Group S.A. y su accionista por un monto total de US$ 878.464. En fecha 14 de mayo del 2020, las sociedades Ullum 1 y Ullum 2 recibieron del U.S. Bank National Association la transferencia de los US$ 878.464 precedentemente mencionados.

En fecha 5 de febrero de 2021, se inició un proceso arbitral único, para cuestionar la procedencia de dichas penalidades, tanto por justificativos de fuerza mayor como por la exorbitancia de las multas.

El 20 de diciembre de 2021, por sentencia arbitral firme y definitiva se rechazó la pretensión de Ullum 1 y 2, y se condenó a dichas sociedades a pagar las penalidad impuestas por CAMMESA.

*Parque Solar Fotovoltaico "Sierras de Ullum"*

El activo forma parte de las nuevas centrales renovables de la Emisora, para la generación de energía eléctrica a ser comercializada en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) o en el Mercado "Spot". El parque solar Sierras de Ullum, que se ubica en la Provincia de San Juan -adyacente a nuestro parque solar actual Ullum I, II y III- tiene una capacidad instalada de 78 MW.

En junio de 2021, Genneia solicitó prioridad de despacho para este proyecto de acuerdo con la Res SE 281/17 y modificatorias. En agosto de 2021, CAMMESA asignó 58 MW de capacidad al proyecto. Posteriormente, en marzo de 2022, se asignaron al proyecto otros 6 MW de despacho prioritario.

La Compañía realizó una inversión total de aproximadamente US$ 60 millones. En diciembre de 2021 se emitieron las Obligaciones Negociables Serie XXXVI, clasificadas como Bonos Verdes, y se determinó que el destino de los recursos sea exclusivamente para la construcción del proyecto parque solar Sierras de Ullum. Asimismo, la Emisora inició la operación comercial total de su parque solar Sierras de Ullum de 78 MW en marzo 2023, habiendo obtenido habilitaciones comerciales parciales de 22 MW en enero 2023, 36 MW en febrero 2023 y 20 MW en marzo 2023.

*Parque Solar Fotovoltaico "Tocota III"*

El nuevo proyecto renovable de la Emisora se utilizar para la generación de energía eléctrica a ser comercializada en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) o en el Mercado "Spot". Se encuentra situado en la localidad de Iglesias, ubicado en el noroeste de la provincia de San Juan. Tiene una capacidad instalada de 60 MW.

La Emisora solicitó prioridad de despacho de acuerdo con la Res SE281/17 y modificatorias, y el Proyecto Solar Tocota III resultó asignado con 14 MW de capacidad en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER) el 31 de marzo de 2022.

A la fecha del presente Prospecto, el parque solar Tocota III obtuvo la habilitación comercial para una potencial nominal total de 60 MW. Dicha habilitación comercial se obtuvo de manera parcial en tres tramos, habiéndose cumplido el siguiente cronograma: (i) 22 MW en diciembre 2023; (ii) 18 MW en enero 2024; y (iii) 20 MW en febrero 2024.

La Compañía realizó una inversión total de aproximadamente US$ 50 millones para la construcción del Proyecto Solar Fotovoltaico Tocota III.

**Centrales Térmicas**

En el año 2007, la Emisora participó en un proceso de licitación internacional (Licitación ENARSA N°1/2007 y 2/2007) llevado a cabo por ENARSA de acuerdo con el Programa de Energía Térmica para desarrollar y operar nueva capacidad instalada de energía térmica. Como resultado de este proceso, se le adjudicó a la Emisora el derecho de desarrollar y operar siete centrales de generación térmica ubicadas en Pinamar, Matheu, Olavarría, Bragado y Las Armas, en la Provincia de Buenos Aires, y en Paraná y Concepción del Uruguay, en la Provincia de Entre Ríos, con una capacidad instalada combinada de 273 MW. La inversión total de la Emisora en desarrollar los activos de generación para estos proyectos fue de US$315 millones, monto que fue financiado mediante aportes de capital, pedidos de deuda y financiamiento de proveedores.

En 2016 la Emisora participó en un proceso de licitación de la SE para la nueva capacidad de energía eléctrica y producción para el verano de 2016/2017, el invierno de 2017 y el verano de 2017/2018. La Emisora obtuvo dos PPA para sus proyectos de expansión Bragado II y III con una capacidad instalada combinada de 118 MW. Las centrales térmicas Bragado II y III también tienen turbinas de generación duales (gas natural y combustible diésel) (cuatro turbinas GE TM2500 Gen8). La fecha de habilitación comercial fue el 18 de febrero de 2017 para la primera etapa de 59 MW (central Bragado II) y el 5 de mayo de 2017 para la segunda etapa de 59 MW (central Bragado III). La Emisora ha invertido US$103 millones en el desarrollo de los activos de generación de estos proyectos, financiados a través de aportes de capital y la asunción de deuda.

El 11 de agosto de 2017, la Emisora adquirió de Pluspetrol Resources Corporation B.V. y Pluspetrol Resources Corporation, su mayor central térmica Cruz Alta, ubicada en Tucumán, con una capacidad instalada combinada de 245 MW, a través de la adquisición de GETSA, por intermedio de su subsidiaria totalmente controlada, GEDESA. Esta central térmica tiene dos turbinas General Electric 9171 E de 122,5 MW, cada una de ellas alimentada a gas natural y conectada a una subestación eléctrica en 132 KW. La fecha de inicio de operación comercial de dicha central térmica fue enero de 2002 y febrero de 2003 pero fue operada por la Emisora (a través de GEDESA) desde agosto de 2017. El precio de la transacción para la adquisición del 100% de las acciones de GETSA fue de US$68,4 millones (sumado al compromiso de pagar a los vendedores el monto correspondiente a ciertos créditos contra CAMMESA en el supuesto que la Emisora pudiera obtener el cobro de los mismos, cuyo valor contable a la fecha de adquisición ascendía a Ps. 35,9 millones), más los intereses correspondientes que podrían recibirse en relación con ellos. La contraprestación transferida a la fecha de adquisición, neta del efectivo y equivalentes a la fecha de adquisición, asciende a US$64,5 millones. El 1 de diciembre de 2017, GEDESA y GETSA celebraron un acuerdo definitivo de fusión, mediante el cual GEDESA absorbió a GETSA. Esta central se encuentra bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base.

Todas las centrales térmicas de la Emisora están construidas sobre predios de su propiedad o sobre predios que la Emisora utiliza en virtud de contratos de arrendamiento, servidumbres o derechos de usufructo concedidos por terceros. El plazo

de estos contratos de arrendamiento, servidumbres o derechos de usufructo se encuentra vinculado al plazo del PPA pertinente.

La central Cruz Alta no posee PPAs, pero opera bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base con CAMMESA, el cual compensa al generador por la capacidad en firme así como, en menor medida, la generación basada en tarifas que son periódicamente revisadas. Para más información, ver "*Marco regulatorio del negocio de la emisora – Remuneración de la generación de electricidad*".

La central térmica de Pinamar dejó de operar a partir del 1 de abril de 2019, conforme lo determinado mediante Resolución 2019-4-APN-SRRYME # MHA del Ministerio de Finanzas. La central térmica de Matheu dejó de operar a partir del 30 de abril de 2020, conforme lo determinado mediante Resolución B-144924-1 del Ministerio de Economía.

Las centrales térmicas Concepción del Uruguay, Olavarría y Las Armas I dejaron de operar a partir del 01 de noviembre de 2020, conforme a lo determinado mediante la Resolución RESOL-2020-123-APN-SE#MDP, RESOL-202041-APN-SE#MDP and RESOL-2020-208-APNSE#MD respectivamente. La central térmica Paraná, dejó de operar a partir del 9 de diciembre 2020, conforme a lo determinado mediante la Resolución RESOL-2020-285-APN-SE#MEC.

La central térmica Las Armas II, dejó de operar a partir del 1 de mayo 2021, conforme a lo determinado mediante la Resolución RESOL-2021-376-APN-SE#MEC; y la central térmica Bragado I dejo de operar el 01 de noviembre del 2021, conforme lo determinado mediante RESOL-2021-1120-APN-SE#MEC

*Suministro de Combustible para las Centrales Térmicas*

Genneia utiliza diferentes tipos de combustible para operar sus centrales térmicas. El combustible usado determina el costo variable de producción de cada central.

Casi todas las turbinas que Genneia opera son de funcionamiento a combustible dual, pudiendo funcionar con gas natural y diésel (*gas oil*), con excepción de los equipos de las centrales térmicas de Cruz Alta, que funcionan únicamente con gas natural. Las centrales de Genneia operan principalmente con gas natural durante la mayor parte del año y con diésel durante la temporada de invierno, cuando la SE restringe el uso de gas natural y su suministro está limitado mayormente al uso residencial. Conforme a los PPA de Genneia relacionados con las centrales térmicas, CAMMESA no está obligada a abastecer a la Emisora de gas natural o diésel pero tiene la opción de hacerlo o bien de reembolsar a la Emisora el costo correspondiente de ese gas natural o diésel. Sin embargo, de conformidad con lo previsto en las Resoluciones N°95/2013 y 529/2014 de la SEN, CAMMESA se encuentra a cargo de la gestión y el despacho de todos los combustibles necesarios para la operación de las centrales térmicas de la Emisora y, desde junio de 2014, CAMMESA le proporciona a la Emisora el gas natural y el diésel necesarios para la operación de sus centrales térmicas.

**Proyectos de Generación de Energía con Fuentes Renovables**

*Proyectos parque eólico La Elbita y parque solar Los Molles*

El día 31 de marzo de 2022, la Sociedad obtuvo de parte de CAMMESA la asignación de "prioridad de despacho" en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), para los siguientes proyectos de su propiedad: (i) 103,5 MW respecto del parque eólico "La Elbita I", a ser ubicado en la ciudad de Tandil, Provincia de Buenos Aires; y (ii) 60 MW respecto del parque solar "Los Molles", de una potencia inicial de 93 MW, a ser ubicado en la localidad de Malargue, en la Provincia de Mendoza.

El día 31 de octubre de 2022, la Sociedad obtuvo de parte de CAMMESA la asignación de "prioridad de despacho" en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), para el proyecto de su propiedad de 36 MW, el parque eólico "La Elbita II", a ser ubicado en la ciudad de Tandil, Provincia de Buenos Aires, adyacente al proyecto eólico "La Elbita I".

El día 31 de octubre de 2023, la Sociedad obtuvo de parte de CAMMESA la asignación de "prioridad de despacho" en el Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), para el proyecto de su propiedad de 23 MW, el parque eólico "La Elbita III"", a ser ubicado en la ciudad de Tandil, Provincia de Buenos Aires, adyacente al proyecto eólico "La Elbita I" y "La Elbita II".

En relación con estos proyectos, siguiendo la normativa del MATER, para mantener el derecho a esta prioridad de despacho la compañía debe abonar cánones trimestrales desde el trimestre en que se le asigna la prioridad hasta la fecha efectiva del COD, los cuales han sido imputados al rubro "Bienes de Uso" dentro del estado de situación financiera.

La Compañía estima una inversión de capital preliminar de alrededor de US$290 millones combinados para los proyectos La Elbita I (103MW), La Elbita II (36MW) y La Elbita III (23MW) y Los Molles (93MW), de los cuales US$240 millones pertenecen al proyecto eólico y los US$90 millones restantes al proyecto solar.

En relación al financiamiento del proyecto, ver "*Financiamiento – Financiamiento de los Proyectos La Elbita I y II y Los Molles*" y "*Obligaciones Negociables*".

***Comercialización de Gas Natural y Capacidad de Transporte***

La Emisora participa, en forma directa y a través de su subsidiaria Enersud, en el negocio de comercialización de gas natural en el Mercado Electrónico de Gas. Para ingresar en el negocio de comercialización de gas natural, la Emisora obtuvo una licencia para la comercialización de gas natural en el Mercado Electrónico de Gas. Los clientes de la Emisora en este negocio son otras empresas de generación de energía, grandes usuarios de gas natural para usos industriales, otras empresas comerciales y los productores de gas natural. La Emisora compra gas natural por cuenta propia para su venta posterior y por cuenta de terceros.

Además, en forma directa y a través de su subsidiaria Enersud, la Emisora opera en el negocio de venta de capacidad de transporte de gas natural a otras empresas de distribución de gas y a grandes usuarios industriales de gas natural. En 2005 y 2007, la Emisora participó en los procesos de licitación (Licitaciones N°2/2005 y N°1/2007) realizadas por TGS para asignar capacidad de transporte de gas natural a través del Gasoducto San Martín, el cual se extiende por las Provincias de Santa Cruz, Río Negro y La Pampa en la región sur de Argentina y es operado por TGS, y le fue adjudicada por un plazo de 42 años, una capacidad total de transporte de 165.000 $m^3$/día aproximadamente, como resultado de una inversión de Ps.40 millones aproximadamente (alrededor de US$13 millones) para la ampliación de este gasoducto. La Emisora utiliza esta capacidad de transporte con fines de comercialización, lo cual le provee un flujo estable de ingresos producto de contratos a largo plazo con empresas de primer nivel en Argentina.

**COMPETENCIA**

La demanda de energía y electricidad en Argentina es satisfecha por varias empresas generadoras, tanto públicas como privadas. Algunos de los competidores de la Emisora son sustancialmente más grandes y poseen sustancialmente mayores recursos que ésta. Debido a la pequeña brecha entre la oferta y la demanda de electricidad en Argentina (lo cual ha resultado en apagones voluntarios y forzados en épocas de picos de consumo estacionales), no ha existido presión competitiva significativa en el sector de electricidad de Argentina en los últimos 12 años. Durante el primer trimestre de 2016, la escasez de energía alcanzó un estimado de 3,5 GW, de acuerdo con CAMMESA, lo cual derivó en significativas importaciones de electricidad, principalmente de Brasil. Asimismo, el negocio de generación de energía se caracteriza por la necesidad de efectuar inversiones significativas en activos fijos y avances tecnológicos, dos aspectos que crean una barrera natural en el mercado. En consecuencia, la Emisora considera que no habrá presión competitiva significativa en el mercado de electricidad de Argentina en el corto y mediano plazo.

Por otra parte, la ampliación del margen entre demanda y suministro de electricidad es un factor prioritario para el gobierno nacional, tal como lo demuestra el hecho de que la primera resolución del nuevo Ministro de Energía estuvo destinada a reformar el sistema tarifario y marco regulatorio del sector.

El gobierno argentino también ha llamado a procesos licitatorios para la instalación de nueva capacidad de energía eléctrica en Argentina. Mediante la Resolución N° 21/2016, la ex SEE adjudicó por licitación la instalación nuevas unidades de generación térmica que ingresaron en funcionamiento entre el verano de 2016/2017 y el verano de 2017/2018, ofreciendo a los generadores Contratos de Compra de Energía Eléctrica a largo plazo con CAMMESA, denominados en Dólares Estadounidenses. En mayo de 2017, la SE llamó a licitación para instalar nuevas unidades de generación térmica de ciclo combinado y cogeneración mediante la Resolución N°287/2017 para satisfacer la demanda del MEM. En dicha licitación, el gobierno ha recibido ofertas para 6,6 GW de nueva capacidad de generación térmica, varias veces mayor a la capacidad originalmente prevista por el gobierno, y el gobierno ha adjudicado entre ambos procesos licitatorios aproximadamente 4,7 GW de nueva capacidad térmica a ser instalada antes de mediados de 2018.

En el mercado de generación de electricidad, la Emisora enfrenta competencia de sociedades ampliamente conocidas que operan en forma permanente, tales como la empresa estatal ENARSA, Pampa Energía, YPF Energía Eléctrica S.A. y Central Puerto. En el contexto de los procesos licitatorios convocados por el gobierno argentino, otras compañías tales como Goldwind, Central Puerto, PCR y Pampa Energía se convertirán en nuevos actores significativos en el sector de generación de energía eólica.

**REGULACIONES Y GESTIÓN AMBIENTAL**

(I) ***Regulaciones Ambientales***

La Ley Nacional N°24.065 establece que la infraestructura física, las instalaciones y la operación de los equipos asociados con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica deberán adecuarse a las medidas destinadas a la protección de las cuencas hídricas y de los ecosistemas involucrados. Asimismo, la norma dispone que deberán responder a los estándares de emisión de contaminantes vigentes, y a los que se establezcan en el futuro por la autoridad competente, en la actualidad la SEN. Además, la citada ley asigna al ENRE la facultad de velar por la protección de la propiedad, el medio ambiente y la seguridad pública en la construcción y operación de los sistemas de generación, transporte y distribución de electricidad.

La SE y el ENRE han dictado normas vinculadas con la protección del ambiente. Entre ellas se pueden mencionar, por ejemplo: a) la Resolución N° 475/87 de la SE que establece que las empresas del sector energético deben presentar ante la SE la evaluación de impacto ambiental de las diferentes alternativas planteadas en los proyectos energéticos y los estudios ambientales realizados en todas sus etapas (inventario, prefactibilidad, factibilidad - ejecutivo), como así también el programa de vigilancia y monitoreo ambiental durante la vida útil de la obra; b) la Resolución N° 149/90 de la ex Subsecretaría de Energía de la Nación, modificada por las Resoluciones N°154/93 de la SE y 108/01 de la ex Secretaría de Energía y Minería de la Nación, que fija los procedimientos para la gestión ambiental de las centrales térmicas convencionales de generación de energía eléctrica; c) la Resolución N° 108/01 de la ex Secretaría de Energía y Minería de la Nación, modificada por la Resolución N° 225/2008 que establece estándares de emisión para centrales térmicas de generación de energía eléctrica; y d) la Resolución N° 558/22 del ENRE que establece, entre otras cuestiones, la obligatoriedad de que todos los agentes del MEM elaboren, implanten y certifiquen un Sistema de Gestión Ambiental ("SGA") para las instalaciones, bajo su responsabilidad, y presenten e implementen una Planificación Ambiental enmarcada en el SGA certificado, modificada por la Resolución N° 1/2023 que aprueba la "Guía de contenidos, formatos y presentación de los informes previstos en la Resolución N° 558/2023" entre otras normas.

Sin perjuicio de las normas ambientales aplicables específicamente al sector energético, la actividad de la Compañía se encuentra sujeta además al cumplimiento de normas ambientales nacionales de carácter general, como por ejemplo: a) la Ley N°24.051 y su Decreto Reglamentario N°831/93 de gestión de residuos peligrosos; b) la Ley N°25.675 de protección general del ambiente que, entre otras cuestiones, establece que toda persona que realice actividades que puedan representar un riesgo para el medio ambiente (conforme Anexo I de la Resolución N° 177/07 de la ex Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación) debe adquirir un seguro por daño ambiental de incidencia colectiva para garantizar el pago de la remediación del daño potencial derivado de dichas actividades (ello de conformidad con el Decreto N°447/19), como así también establece que todas aquellas actividades que sean susceptibles de degradar el ambiente o afectar la calidad de vida de la población deberá llevar a cabo un procedimiento de evaluación de impacto ambiental, el cual deberá contener una descripción detallada del proyecto de la obra o actividad a realizar, como también la identificación de las consecuencias sobre el ambiente y las acciones destinadas a mitigar los efectos negativos; c) la Ley N°25.688 que establece los presupuestos mínimos ambientales para la preservación de las aguas, su aprovechamiento y uso racional; y d) la Ley N°25.670 de presupuestos mínimos para la gestión y eliminación de los policloruros de bifenilos (PCBs) y su Decreto Reglamentario N°853/07; y e) las normas relativas a instalaciones de almacenamiento de combustible como ser, por ejemplo, las Resoluciones N°419/93, N°404/94, N°1.102/04 y N°785/05 (modificada por la Resolución N° 414/21 y la Resolución N° 452/2023) - de la SE; entre otras normas.

Dado que parte de la actividad de la Compañía se desarrolla en la provincia de Buenos Aires, la Compañía también se encuentra sujeta al cumplimiento de las normas ambientales de carácter general dictadas por los organismos provinciales. Entre ellas se pueden mencionar, por ejemplo: a) la Ley N°11.723 y su modificatoria (Ley N°13.516) que establecen el régimen general ambiental de la provincia de Buenos Aires e incluye la obligación de cumplir con el procedimiento de evaluación impacto ambiental; b) la Resolución N° 492/19 del ex Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible ("OPDS") – actual Ministerio de Ambiente de la Provincia de Buenos Aires- que establece el procedimiento de evaluación de impacto ambiental y los requisitos para la obtención de la declaración de impacto ambiental en el marco de la Ley N°11.723; c) la Resolución N° 264/19 del OPDS que regula la prefactibilidad de los proyectos de energías renovables; d) la

Ley N°11.459 (modificada por la Ley N°15.107) y su Decreto Reglamentario N°531/19 sobre radicación y categorización de industrias dentro de la jurisdicción de la provincia de Buenos Aires; e) la Ley N°11.720 y su Decreto Reglamentario N°806/97 (modificado por el Decreto N°650/2011) sobre manipulación, almacenamiento, transporte, tratamiento y disposición final de residuos especiales y la creación del Registro de Generadores y Operadores de Residuos Especiales; f) la Ley N°14.343 sobre pasivos ambientales que a su vez prevé la obligación de contratar un seguro ambiental para la ejecución de actividades riesgosas; g) la Ley N°12.257 (Código de Aguas de la provincia de Buenos Aires) y sus normas complementarias; h) la Resolución N° 2.222/19 de la Autoridad del Agua que regula los procesos para la obtención de prefactibilidades, aptitudes y permisos y sus normas complementarias; i) la Ley N°11.769, sus modificatorias y su Decreto Reglamentario N°2.479/04 que establecen el marco regulatorio del sector eléctrico de la provincia de Buenos Aires; j) el Decreto N°1.074/18, reglamentario de la Ley N°5.965 de protección a las fuentes de provisión y a los cursos y cuerpos receptores de agua y a la atmósfera, que establece que todos los establecimientos generadores de emisiones gaseosas que viertan a la atmósfera deberán obtener la Licencia de Emisiones Gaseosas a la Atmósfera, y la Resolución N° 559/19 del ex OPDS que prevé el procedimiento para la obtención, modificación o renovación de dicha Licencia; k) y las Resoluciones N°231/96 (modificada por las Resoluciones N°1.126/07 de la ex Secretaría Provincial de Política Ambiental y N°124/10 del ex OPDS), N°129/97 y N°529/98 de la ex Secretaría Provincial de Política Ambiental que establecen que todos los aparatos sometidos a presión deben ser inscriptos en el correspondiente registro provincial y que éstos deben ser sometidos a ensayos periódicos; entre otras normas.

En relación a la actividad de la Compañía en la provincia de Chubut, ella se encuentra sujeta a las normas ambientales de dicha provincia. Entre ellas se encuentran por ejemplo: a) la Ley XI N°35 (Código Ambiental provincial) reglamentada por los Decretos N°185/09 (modificado por los Decretos N°1.379/13, N°1.003/16 y 998/16) N°1.005/16 y N°1.540/16, que, entre otras cuestiones, establecen el deber de obtener la aprobación del estudio de impacto ambiental por parte de las autoridad ambiental competente, adhieren a la Ley Nacional N°24.051 de residuos peligrosos y regulan lo pertinente a las fuentes emisoras de efluentes líquidos y la gestión de permisos de vertido; b) la Ley XVII N°53 (Código de Aguas provincial); c) la Ley XVII N°88 que establece la política hídrica provincial, y sus normas complementarias como ser, por ejemplo, la Resolución N° 70/15 del Ministerio de Ambiente y Control del Desarrollo Sustentable de Chubut que establece una serie de medidas aplicables a aquellos proyectos que contemplen captaciones de agua –superficial o subterránea-; d) la Ley I N°191 que establece el marco regulatorio del sector eléctrico de la provincia de Chubut; y e) la Resolución N° 37/17 del Ministerio de Ambiente y Control del Desarrollo Sustentable que establece la metodología específica para el estudio de fauna voladora que deben llevar a cabo los proponentes de proyectos eólicos en el marco del estudio de impacto ambiental; entre otras normas.

La actividad que lleva a cabo la Compañía en la provincia de Tucumán se encuentra sujeta a las normas ambientales de esta jurisdicción. Cabe mencionar, por ejemplo, las siguientes normas: a) la Ley N°6.253 consolidada y reglamentada por el Decreto N°2.204/91, que establece las normas generales y la metodología de aplicación para la defensa, conservación y mejoramiento del ambiente y que, entre otras cuestiones, regula el régimen de evaluación de impacto ambiental provincial y la Resolución N° 116/03 (modificada por la Resolución N° 25/04) aprueba el listado de acciones u obras sujetas al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental; b) la Ley N°6.605 (modificada por Ley N°6.943) que adhiere a la Ley Nacional N°24.051 de residuos peligrosos; c) la Ley N°7.139 y su modificatoria Ley N°7.140 (Código de Aguas provincial) y su decreto reglamentario N°480/03; y d) la Ley N°7.165 que crea el Registro de Actividades Contaminantes; entre otras normas.

En relación con la actividad de la Compañía en la provincia de San Juan, ella se encuentra sujeta al cumplimiento de las normas ambientales de dicha provincia. Por ejemplo, resultan aplicables las siguientes normas: a) la Ley N°504-L y su Decreto Reglamentario N°2.067-L, que establecen el procedimiento de evaluación de impacto ambiental; b) la Ley N°522-Ly su Decreto Reglamentario N°1.211-L, mediante la cual la provincia adhiere a la Ley Nacional N°24.051 y crea el Registro Provincial de Generadores, Operadores y Transportistas de Residuos Peligrosos; c) la Ley N°348-L y su Decreto Reglamentario N°638/89-L que establecen las medidas para la preservación del suelo, agua y aire, y prevén la obtención de una autorización de descarga de efluentes líquidos; d) la Ley N°190-L (Código de Aguas provincial); y e) la Ley N°524-A y su Decreto Reglamentario N°387 A que establece el marco regulatorio del sector eléctrico de la provincia de San Juan; entre otras normas.

A su vez, considerando que la Compañía también desarrolla su actividad en la provincia de Río Negro, se encuentra sujeta al cumplimiento de las normas ambientales de dicha jurisdicción. Entre ellas se mencionan, por ejemplo, las siguientes: a) la Ley M N°3.266 (modificada por Ley M N°3.335/99) y sus Decretos Reglamentarios M N°1.224/02 y M N°656/04, mediante el cual se regula el procedimiento de evaluación de impacto ambiental; b) la Ley M N°3.250 (modificada por la Ley N°3.455) la cual crea el Sistema Provincial de Registro de Generadores, Transportistas y Operadores de Residuos Especiales; c) la Ley Q N°2.952 (texto consolidado del Código de Aguas provincial); y d) la Ley J N°2.902 y su Decreto Reglamentario

N°1.291/2009 que establece el marco regulatorio del sector eléctrico de la provincia; entre otras normas.

En último lugar, dado que la Compañía desarrolla parte de su actividad en la provincia de Mendoza, se encuentra también sujeta al cumplimiento de las normas ambientales de aquella jurisdicción. Cabe mencionar, por ejemplo, las siguientes normas: a) la Ley N°5.961 (modificada por las Leyes N°6.686 y 6.866) mediante la cual se regula el procedimiento de evaluación de impacto ambiental y su Decreto Reglamentario N°2109/94 que enumera los requisitos de dicha evaluación, categorizaciones de proyectos y estudios según el impacto estimado a ocasionar al ambiente, entre otras cuestiones; b) la Ley N°5.917/92 mediante la cual la provincia adhiere a la Ley Nacional N°24.051 de Residuos Peligrosos y su Decreto Reglamentario N°2.625/99; c) la Ley N°430 (Ley General de Aguas); d) la Resolución N° 778/96 del Departamento General de Irrigación ("DGI") que establece el reglamento general para el control de contaminación hídrica y regula los vertidos, controles, autorizaciones y permisos; d) la Ley N°6.497 que regula el marco regulatorio de la energía eléctrica provincial de la provincia (modificada por las Leyes N°9.219); entre otras normas.

(ii) ***Gestión ambiental***

La Emisora debe cumplir con la totalidad de las normas, estándares y reglamentaciones aplicables de Argentina a nivel federal, provincial y local en materia ambiental y considera que sus operaciones corrientes cumplen sustancialmente con tales normas, estándares y reglamentaciones tal como éstas han sido cumplidas e interpretadas históricamente. La Emisora cuenta con o ha solicitado la totalidad de los permisos ambientales exigidos por la normativa ambiental aplicable necesarios para operar su negocio.

La Emisora ha desarrollado un programa de cumplimiento y gestión del medio ambiente integral que está sujeto a auditorías periódicas internas y externas. Desde el 4 de febrero 2014, y hasta la actualidad, se obtuvieron de TÜV Argentina S.A. los certificados respecto al cumplimiento de las normas ISO 14001:2004 e ISO 45001:2018 para la generación de suministro eléctrico y disponibilidad de sus centrales térmicas, parques eólicos y solares, conectados al SADI.

Si bien la Emisora considera que posee un nivel adecuado de cobertura de seguro, las leyes ambientales en Argentina requieren un nivel de aseguramiento que no está disponible actualmente en el mercado argentino.

La Emisora no es parte en ningún proceso judicial pendiente y no tiene conocimiento de que resulte inminente ningún proceso judicial en cuestiones ambientales.

**SEGUROS**

La Emisora mantiene una cobertura contra todo riesgo asegurable, incluyendo daños por rotura de maquinaria e interrupción de la explotación comercial. Este seguro ofrece cobertura por daños que surjan por interrupciones de la explotación a causa de huelgas, terremotos, granizo, incendio, rayo, inundaciones y explosiones respecto de todas sus centrales térmicas y parques eólicos, entre otros hechos. También mantiene cobertura por responsabilidad civil derivada de daños causados por la Emisora a terceros. Mantiene cobertura contra todo riesgo respecto de sus vehículos, edificios, bienes muebles y equipos electrónicos. Asimismo, la Emisora usualmente adquiere seguros contra riesgos de construcción y montaje, con coberturas por responsabilidad civil por los proyectos de inversiones en bienes de capital en los que participa.

La Emisora considera que el nivel de cobertura de seguro y respaldo que mantiene es razonablemente adecuado para los riesgos que enfrentan actividad comercial y son comparables al nivel de cobertura de seguro y reaseguro mantenida por otras empresas de dimensiones comparables que operan en los mismos negocios en los cuales participa la Emisora. La siguiente tabla brinda un resumen de las pólizas de seguro de la Emisora a la fecha de este Prospecto:

***Principales pólizas de seguro al 31 de diciembre de* 2023**

| Riesgo / Aseguradora | Suma asegurada por DM /RM | Pérdida de Beneficios | Período asegurado | |
|---|---|---|---|---|
| | | US$ | Vigencia desde | Hasta |
| **Todo Riesgo Operativo** | | | | |
| Power GEN- Centrales térmicas GENNEIA SA<br>Allianz 20% - Starr 5%, Opción 41%-Sura 8%, Nación 16%, Sancor 7%-San Cristobal 3% | 115.723.000,00 | 31.468.800,00 | 31/3/2023 | 31/3/2024 |
| Parques eólicos Rawson I, II y III, PEM I y II, CHN II Villalonga II y Pomona II<br>Allianz 45% - Sura 45%- Opcion 10% | 383.955.962,00 | 144.517.633,00 | 31/3/2023 | 31/3/2024 |
| Parques eólico Necochea<br>Allianz 100% | 67.000.000,00 | 12.693.829,00 | 31/3/2023 | 31/3/2024 |
| Power GEN- Central Térmica CT Cruz Alta - Genneia Desarrollos SA<br>Allianz 20% - Starr 5%, Opción 41%-Sura 8%, Nación 16%, Sancor 7%-San Cristobal 3% | 166.772.500,00 | 10.256.196,00 | 31/3/2023 | 31/3/2024 |
| Power GEN - Parque Eólico Loma Blanca IV SA<br>Allianz 45% - Sura 45%- Opcion 10% | 53.135.000,00 | 24.170.299,00 | 31/3/2023 | 31/3/2024 |
| Power GEN- TRO+ RC<br>Parque eólico Villalonga - Genneia Vientos Argentinos SA<br>Allianz 100% | 67.448.000,00 | 18.830.055,00 | 31/3/2023 | 31/3/2024 |
| Power GEN- TRO + RC<br>Parque eólico Chubut Norte - Genneia Vientos del Sur SA<br>Allianz 100% | 47.739.683,00 | 13.041.849,00 | 31/3/2023 | 31/3/2024 |
| Power GEN - TRO + Terrorismo + RC<br>Parque eólico CHN III y IV- Vientos Patagónicos CHN III y Vientos Sudamericanos CHN IV<br>SANCOR 100% | 161.978.543,00 | 30.182.444,00 | 16/4/2023 | 15/4/2024 |
| Power GEN - TRO + Terrorismo + RC<br>Parque eólico Pomona - Genneia Vientos del Sudoeste<br>Starr (100%) TRO - OPCION (100%) RC Y TERRORISMO | 113.740.605,00 | 26.351.666,00 | 23/7/2023 | 23/7/2024 |

| Riesgo / Aseguradora | Suma asegurada por DM /RM | Pérdida de Beneficios | Período asegurado | |
|---|---|---|---|---|
| Power GEN- Parques solares TRO | | | | |
| Ullum Solar I, II, III SA | | | | |
| ALLIANZ (65%) | | | | |
| SURA (25%) OPCION (10%) (10%) | | 4.013.515,00 | 31/3/2023 | 31/3/2024 |
| Ullum I | 32.840.792,00 | | | |
| ALLIANZ (65%) | 32.840.792,00 | 4.121.868,00 | 31/3/2023 | 31/3/2024 |
| SURA (25%) OPCION (10%) Ullum II | | | | |
| ALLIANZ (65%) | | | | |
| SURA (25%) OPCION (10%) Ullum III | 42.075.480,00 | 5.487.972,00 | 31/3/2023 | 31/3/2024 |
| Genneia Sierras de Ullum | | | | |
| ALLIANZ (65%) | | | | |
| SURA (25%) OPCION (10%) | 60.087.309,00 | 11.810.811,00 | 31/3/2023 | 31/3/2024 |
| Genneia Tocota III | | | | |
| Chubb 100% | 50.396.500,00 | 10.836.933,00 | 31/12/2023 | 31/12/2024 |

| | | US$ | Vigencia desde | Hasta |
|---|---|---|---|---|
| **EAR -CAR / Todo Riesgo Construcción y montaje** | | | | |
| EAR CAR Power GEN- | | | | |
| Parque Solar Los Molles | | | | |
| Sura 55%/ La Meridionalz 30% /Nacion 15% | 85.428.000,00 | 15.813.395,00 | 12/12/2023 | 12/2/2025 |
| Power GEN- | | | | |
| Parque Eolico La Elbita | | | | |
| Allianz 50%/ Chubb 25% /La Meridional 25% | 214.115.456,00 | 36.869.294,00 | 15/1/2023 | 31/8/2024 |

| | | US$ | Vigencia desde | Hasta |
|---|---|---|---|---|
| **Responsabilidad Civil /D&O** | | | | |
| Responsabilidad Civil Genneia/Pelb IV /GEDESA/ Ullum | | | | |
| Berkley 100% | 10.000.000,00 | N/A | 25/10/2023 | 25/10/2024 |
| D&O (Directors & Officers) | | | | |
| Starr- 100% | 15.000.000,00 | N/A | 29/1/2024 | 29/1/2025 |

## IV. FACTORES DE RIESGO

Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, los inversores deben considerar detenidamente los riesgos descriptos a continuación, además de cualquier otra información contenida en este prospecto. La Emisora también puede enfrentar riesgos e incertidumbres adicionales de los que no tiene conocimiento en la actualidad, o que a la fecha de este prospecto no considera significativos, y que podrían afectar sus negocios. Si ocurriera cualquiera de tales hechos, el precio de negociación de las Obligaciones Negociables podría bajar, y la Emisora podría no ser capaz de pagar los intereses o el capital de las Obligaciones Negociables, ya sea total o parcialmente, y los inversores podrían perder toda o parte de su inversión. En general, se asume un riesgo mayor al invertir en títulos de emisoras de mercados emergentes tales como Argentina que al invertir en títulos de emisoras de Estados Unidos u otros mercados desarrollados. La información de esta sección de Factores de Riesgo incluye declaraciones sobre hechos futuros que conllevan riesgos e incertidumbres. Los resultados reales de la Emisora podrían diferir sensiblemente de los previstos en las declaraciones sobre hechos futuros, como resultado de numerosos factores, entre ellos los descriptos en "*II. Introducción – Declaraciones sobre Hechos Futuros.*"

**RIESGOS RELACIONADOS A ARGENTINA**

***Invertir en una economía emergente como la de Argentina conlleva ciertos riesgos inherentes*.**

La Compañía es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República Argentina, la mayor parte de sus ingresos se generan en Argentina, y muchas de sus operaciones, instalaciones 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, regulatoria, política y financiera imperante en Argentina, incluyendo el crecimiento, los índices de inflación, los tipos de cambio, las tasas de interés y otros hechos y condiciones de carácter local, regional e internacional que puedan afectar a la Argentina de cualquier forma. Las medidas del gobierno argentino en relación con la economía, incluyendo las decisiones relativas a la inflación, tasas de interés, control de precios, tarifas y otros cargos por servicios públicos, controles cambiarios e impuestos, han tenido y podrían tener en el futuro un efecto adverso significativo sobre las entidades del sector privado, incluyendo a la Sociedad.

En este sentido, invertir en economías emergentes como Argentina, por lo general, trae aparejados ciertos riesgos. Estos riesgos incluyen la inestabilidad política, social, económica y financiera que puede afectar los resultados económicos de Argentina. En el pasado, la inestabilidad en Argentina se ha desatado por muchos factores diferentes, que incluyen los siguientes:

- hechos o factores económicos externos adversos;
- fenómenos climáticos extraordinarios
- déficits fiscales;
- políticas fiscales y monetarias contradictorias;
- falta de independencia del Banco Central;
- dependencia de financiación externa;
- cambios en las políticas económicas o impositivas de gobierno;
- financiamiento monetario del déficit fiscal;
- altos índices de inflación;
- cambios abruptos en los valores de las divisas;
- altas tasas de interés;
- aumentos salariales y controles de precios;
- escases de divisas
- controles cambiarios y de capital;
- tensiones políticas y malestar social;
- falta de consensos;

- Períodos electorales;
- falta de seguridad jurídica;
- debilidad institucional;
- fluctuaciones en las reservas del Banco Central; y
- restricciones sobre las exportaciones e importaciones.

Cualquiera de los factores mencionados anteriormente, ya sea individualmente o en conjunto, podría tener consecuencias adversas para la economía argentina y el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

***La inestabilidad política y económica en Argentina, similar a la experimentada en el pasado reciente, podría tener un efecto adverso sobre la economía argentina y el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.***

Argentina ha experimentado inestabilidad política y socioeconómica en el pasado y podría seguir atada a dicha inestabilidad en el futuro. En 2001 y 2002, Argentina sufrió una importante crisis política, económica y social, que generó inestabilidad institucional y una severa contracción de la economía (el PBI se contrajo en un 10,9% en 2002), con importantes aumentos en las tasas de desempleo y pobreza. Entre otras consecuencias, la crisis provocó una importante devaluación monetaria y provocó el default de la deuda externa por parte del gobierno nacional. En respuesta a ello, el gobierno nacional implementó una serie de medidas de emergencia, incluidos controles cambiarios estrictos y límites mensuales a las extracciones bancarias.

La economía argentina mostró una recuperación después de la crisis de 2001-2002. Desde 2008, sin embargo, ha debido enfrentar las fuertes presiones inflacionarias y un estancamiento del crecimiento, principalmente como resultado de los siguientes factores: las políticas monetarias y fiscales introducidas por los gobiernos de turno; altos niveles de inflación y déficit fiscal; los controles cambiarios estrictos combinados con un tipo de cambio real sobrevaluado que limitó el comercio exterior y las inversiones; la inestabilidad para obtener financiación internacional, y una baja en los precios de los productos agrícolas. La consiguiente erosión de la confianza en la economía argentina dio como resultado, entre otros, fugas de capitales, disminuyendo la inversión, una baja significativa en las reservas internacionales del BCRA, y malestar político y social.

No es posible asegurar que el gobierno argentino no adoptará otras políticas que puedan afectar negativamente a la economía argentina o los negocios, la situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Emisora. Asimismo, no es posible asegurar que los futuros acontecimientos económicos, regulatorios, sociales y políticos de Argentina no afectarán los negocios, la situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Emisora.

La inestabilidad política y económica ha tenido y se espera que siga teniendo un gran impacto sobre la Emisora. No podemos garantizar que los eventos económicos, sociales y políticos futuros en Argentina, no perjudiquen las condiciones comerciales y financieras ni los resultados de las operaciones de la Emisora.

***Los controles cambiarios y las restricciones en el ingreso y salida de capitales podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional, afectando negativamente la economía argentina, y, como resultado de ello, nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.***

El 1 de septiembre de 2019, el gobierno argentino dictó el Decreto Nº 609/2019 (con sus modificaciones) que, entre otras cuestiones, restableció ciertas restricciones cambiarias, la mayoría de las cuales habían sido progresivamente dejadas sin efecto a partir de 2015. El Decreto Nº 609/2019 fue posteriormente reglamentado, modificado y complementado a través de diversas reglamentaciones dictadas por el BCRA (incluyendo, sin limitación, la Comunicación "A" 7914, según fuera posteriormente modificada, complementada y reformulada).

Desde el restablecimiento de los controles cambiarios, el BCRA dictó nuevas reglamentaciones que establecieron ciertas limitaciones sobre el flujo de divisas hacia y desde el mercado cambiario de la República Argentina, dirigidas tanto a generar estabilidad económica como a brindar soporte para la recuperación económica del país. Aun cuando el acceso al mercado cambiario argentino se encuentra permitido en la actualidad para que los deudores adquieran divisas para el pago de capital e intereses de deudas con acreedores no residentes, en tanto se cumplan ciertas restricciones, la Compañía no puede brindar garantías acerca de que puedan establecerse restricciones en el futuro para la compra o transferencia de

dichos fondos. En tal situación, el BCRA podría no autorizar dichas operaciones y, por ende, impedirle a la Compañía atender el servicio de sus obligaciones de deuda denominadas en moneda extranjera.

La normativa cambiaria establece ciertos requisitos para el acceso al mercado de cambios por parte del sector privado no financiero y de las entidades financieras a efectos del pago de servicios de deuda respecto de endeudamientos financieros con el exterior. En el pasado, han existido restricciones respecto de pagos de endeudamientos financieros con el exterior que tengan pagos programados de amortización en determinado período de tiempo, por montos de capital superiores a U$S 2,0 millones, con ciertas excepciones. En particular, el pago de los montos de capital correspondientes a endeudamientos financieros con el exterior sujetos a dicha normativa tenía que formar parte de un plan de refinanciación obligatorio previamente presentado ante el BCRA, donde se debía contemplar que (i) sólo el 40% del monto de capital vencido y pagadero se pagaría a través del mercado de cambios local; y (ii) el 60% restante debe refinanciarse de forma que la vida media de la deuda fuera incrementada como mínimo dos años. No puede asegurarse que el plan obligatorio de refinanciación que resultaba aplicable en el pasado reciente no sea restablecido en el futuro o que no se dicten otras normas con efectos similares que limiten la capacidad de la Compañía de acceder al mercado de cambios para pagar sus obligaciones financieras en moneda extranjera a su vencimiento, lo que podría tener un impacto negativo en los negocios y operaciones de la Compañía.

Si el BCRA impone restricciones más estrictas, la Compañía podría verse imposibilitada de efectuar pagos de capital y/o intereses de sus deudas en moneda extranjera en el exterior, incluyendo las Obligaciones Negociables, mediante acceso al mercado cambiario argentino a dichas tasas de mercado. La Compañía podría contar con otros métodos alternativos, más costosos, para obtener moneda extranjera a los fines de efectuar dichos pagos. Véase "*Información Adicional——Controles Cambiarios*".

***En el pasado, se ha cuestionado la credibilidad de ciertos índices económicos de Argentina, lo cual puede dar lugar a una falta de confianza en la economía argentina y, a su vez, en los negocios, resultados de las operaciones y situación patrimonial de la Emisora*.**

Desde 2007, el INDEC, que es la única institución de Argentina con facultad legal para producir estadísticas nacionales oficiales, ha experimentado un proceso de reformas institucionales y metodológicas que han dado lugar a controversias relacionadas con la confiabilidad de la información que produce, incluidos los datos sobre inflación, PBI y desempleo.

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

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

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

***La inflación, cualquier caída del PIB y/u otros acontecimientos económicos, sociales y políticos que podrán ocurrir en el futuro en Argentina, sobre las que la Emisora no tiene control, podrán afectar adversamente la situación patrimonial y financiera o los resultados de las operaciones de 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, un índice de inflación estable y niveles de empleo estables, control del déficit fiscal, y las circunstancias de los socios regionales de Argentina. En consecuencia, los negocios y operaciones de la Sociedad, han resultado y pueden en el futuro continuar ser afectados y en distinta medida por acontecimientos económicos y políticos y otros hechos significativos que afectan la economía argentina, como: la inflación, crisis bancarias, los controles de precios, los controles de cambio, variaciones en los tipos de cambio de monedas extranjeras y tasas de interés, las políticas de gobierno

relacionadas al gasto e inversión, aumento de impuestos nacionales, provinciales o municipales y otras iniciativas que incrementen la participación del gobierno en la actividad económica, los disturbios civiles y las preocupaciones de seguridad locales.

El Fondo Monetario Internacional ("**FMI**"), en su informe sobre las Perspectivas de la Economía Mundial de abril de 2024, proyectó para Argentina una caída del PBI real del 2,8% para 2024.

Con fecha 24 de junio de 2021, la República Argentina fue reclasificada como MSCI *Standalone Market* (independiente) por Morgan Stanley Capital International ("**MSCI**"), de esta manera dejo de formar parte de la categoría de mercado emergente, en la cual había sido clasificada por MSCI en 2018 e incorporada efectivamente en 2019.

La reclasificación como *Standalone Market* pone al mercado argentino dentro de un pequeño grupo (del que también forman parte Jamaica, Panamá, Trinidad & Tobago, Bosnia, Malta, Zimbabue, Líbano y Palestina), ello en virtud de que MSCI estableció que los controles cambiarios establecidos en Argentina desde el 1° de septiembre de 2019 no están en línea con los criterios de accesibilidad a los índices MSCI Emerging Markets Index y MSCI Frontier Markets Index.

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, bajar déficit fiscal, promover inversiones productivas, generar crecimiento y mejorar la confianza de los inversores y consumidores, o si las políticas implementadas por el gobierno argentino diseñadas para alcanzar esos objetivos no son exitosas. Estos sucesos podrían afectar en forma sustancialmente adversa la situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Cualquier caída del crecimiento económico, una mayor inestabilidad económica o una expansión de las medidas y políticas económicas tomadas por el gobierno argentino para controlar la inflación o abordar otros sucesos macroeconómicos que afecten a las entidades del sector privado, como nosotros, sucesos que exceden el control de ésta, podrían tener un efecto adverso sobre nuestra situación financiera o los resultados de nuestras operaciones.

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

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

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

- la inflación continúa siendo alta y puede continuar en niveles similares en el futuro; de acuerdo con un informe publicado por el INDEC, al 31 de diciembre del 2023 el índice de inflación acumulado en 2023 medido por el IPC fue del 211,4%, la más elevada desde 1991;
- durante el año 2023 el sector público nacional exhibió un déficit primario de 2,9% del PBI;
- la deuda pública de Argentina como un porcentaje del PBI continúa siendo elevada;
- el aumento discrecional del gasto público ha generado y podría continuar generando déficit fiscal;
- la inversión como porcentaje del PBI continúa siendo muy baja;
- podrían llevarse a cabo una cantidad significativa de manifestaciones o huelgas, como sucedió en el pasado, que podrían afectar adversamente los distintos sectores de la economía argentina;
- el suministro de energía o gas natural podría no ser suficiente para abastecer la actividad industrial (limitando así el desarrollo industrial) y el consumo interno;
- el desempleo y el empleo informal continúan siendo elevados; y
- el peso se devaluó aproximadamente un 78% en 2023.

De este modo, el gobierno argentino se enfrenta a retos macroeconómicos singulares, como reducir la tasa de inflación, lograr superávit comercial y fiscal, acumular reservas, sostener el peso y refinanciar la deuda contraída con acreedores privados.

Además, el gobierno argentino deberá mejorar la competitividad de la industria local en función de los distintos factores que la afectan (entre ellos, la invasión de Ucrania por parte de la Federación de Rusia y el conflicto entre Israel y Hamás en la Franja de Gaza). Sobre esto último, la invasión rusa de Ucrania está teniendo un efecto perturbador en los mercados mundiales. Desde el inicio del conflicto se ha producido un fuerte aumento a nivel mundial de los precios de los productos básicos, en particular, de los combustibles. Los aumentos recientes están ejerciendo renovada presión sobre los mercados, que ya habían sufrido en 2021 precios históricamente elevados en los sectores de la energía y los fertilizantes. La guerra también ha generado incertidumbre en cuanto a la seguridad del abastecimiento energético. Rusia, tradicionalmente uno de los principales proveedores de la UE de combustibles fósiles, ha suspendido el suministro de gas a varios Estados miembros de la UE, lo que ha llevado a la UE a reaccionar con prontitud para asegurar el abastecimiento en todos los países. A su vez, el conflicto bélico ha limitado la capacidad de Ucrania de exportar su producción agroalimentaria, agravando así la crisis alimentaria mundial.

En tal sentido, el conflicto geopolítico entre Rusia y Ucrania ha tenido y probablemente seguirá teniendo un impacto significativo en los precios internacionales de las materias primas, los cuales han aumentado significativamente.

Además, durante octubre de 2023, comenzó un conflicto armado entre Israel y Hamás en la Franja de Gaza. El movimiento político y militar palestino Hamás, que controla la Franja de Gaza desde hace más de 15 años, se infiltró a través de la frontera militarizada con Israel. Los ataques de Hamás provocaron una respuesta inmediata de Israel, que declaró el estado de guerra y lanzó la operación "Espada de Hierro". El ejército israelí movilizó tropas y artillería para reforzar las fronteras, cercar la Franja de Gaza y buscar a los terroristas de Hamás que quedaban en territorio israelí.

Como consecuencia del conflicto en curso entre Israel y Hamás, que ya ha implicado a varias jurisdicciones (dado que Israel ha recibido ataques de células de Hezbolá repartidas por toda la región), el 13 de abril de 2024 Irán lanzó un ataque sin precedentes contra Israel en una nueva escalada de la violenta situación en Oriente Próximo. La ofensiva de Irán fue una represalia por el ataque israelí contra su consulado en Damasco (Siria), en el que murió un comandante militar iraní. Este ataque supone el inicio de un conflicto bélico entre dos naciones, y no se puede asegurar que no haya otros países implicados. En la fecha del presente Prospecto, el conflicto continúa y no es posible prever cuáles serán las consecuencias en caso de que se convierta en un conflicto de alcance regional.

Debido a las incertidumbres inherentes a la escala y duración de estos acontecimientos y a sus efectos directos e indirectos, no es razonablemente posible estimar el impacto que este conflicto tendrá sobre la economía mundial y sus mercados financieros, sobre la economía argentina y, en consecuencia, sobre nuestro negocio, situación financiera y resultados de explotación. Cualquiera de estas perturbaciones causadas por la acción militar rusa o las sanciones resultantes, así como el conflicto entre Israel y Hamás pueden magnificar el impacto de otros riesgos descritos en este Prospecto.

Por otro lado, el gobierno recientemente elegido ha sancionado el DNU 70, que contempla varias medidas para reducir el tamaño de la administración pública y el gasto público y desregular la economía. Además, el 27 de diciembre de 2023, el poder ejecutivo argentino envió al congreso nacional un proyecto de ley titulado “Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos”. El proyecto de ley declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, previsional, de defensa, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025, prorrogable por dos años más, y delega una serie de facultades legislativas en el poder ejecutivo argentino mientras dure la emergencia. El proyecto de ley también incluye una serie de reformas legales, institucionales, tributarias y penales que afectan a diversos sectores de la economía. Véase “*Información Adicional – (i) Hechos Recientes —Decreto de Necesidad y Urgencia Nº 70/2023*” y “*—Proyecto de Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos*” del presente Prospecto.

Es difícil predecir el impacto de las medidas implementadas por el gobierno hasta la fecha y/o las futuras medidas y/o el resultado del ambicioso esquema de desregulación que se intenta aplicar mediante el DNU 70 y el mencionado proyecto de ley. Dichas medidas podrían afectar a la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

A su vez, la Emisora no puede garantizar que los futuros acontecimientos económicos, sociales y políticos de Argentina y/o la implementación de nuevas políticas gubernamentales, sobre las que no tiene control, no afectarán sus actividades, su situación patrimonial o el resultado de sus operaciones. Tampoco puede garantizar que la economía no se contraerá, en cuyo caso los negocios, situación financiera o resultados de las operaciones de la Emisora, sus perspectivas o su capacidad para cumplir con sus obligaciones en general y en particular bajo las Obligaciones Negociables podrían verse adversamente afectados.

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

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

Durante el año 2020, el gobierno argentino llevó a cabo negociaciones con acreedores de la deuda Argentina tanto bajo legislación extranjera como legislación argentina, a los efectos de lograr un camino para la sostenibilidad de la deuda de Argentina. Luego de diversas negociaciones, el 31 de agosto de 2020, el gobierno argentino anunció que había obtenido los consentimientos requeridos para canjear el 99,01% del monto total de capital pendiente de todas las series de Bonos Elegibles bajo ley extranjera, tras lo cual se consumó el canje. Por su parte, el 4 de abril de 2022 se concluyó definitivamente el canje de deuda externa bajo ley local. La adhesión de los bonistas privados logró alcanzar el 99,75%.

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

El 3 de marzo de 2022, el gobierno argentino y el FMI anunciaron que se llegó a un acuerdo a nivel del personal técnico. El acuerdo se basa en lo que se conoce como servicio ampliado del FMI, que incluye 10 revisiones que se realizan de manera trimestral durante dos años y medio. El 19 de septiembre de 2022, el personal técnico del FMI y las autoridades argentinas han llegado a un acuerdo a nivel de personal técnico sobre un marco macroeconómico actualizado y las políticas asociadas necesarias para completar la segunda revisión bajo el acuerdo de 30 meses de Argentina.

El 7 de octubre de 2022 el FMI aprobó la segunda revisión del acuerdo y autorizó el desembolso de aproximadamente US$ 3.900 millones. En diciembre de 2022, el directorio del FMI aprobó las metas del tercer trimestre (julio a septiembre de 2022) y autorizó un desembolso aproximado de US$ 6.000 millones. Con fechas 30 de enero y 1 de febrero de 2023, el Gobierno realizó pagos de US$ 1.400 millones al FMI. Desde la finalización de la cuarta revisión, los principales objetivos del programa no se alcanzaron, como consecuencia de la sequía sin precedentes y desviaciones de las políticas. En un contexto de elevada inflación y crecientes presiones sobre la balanza de pago, se acordó el 28 de julio de 2023 un nuevo paquete de medidas centrado en fortalecer las reservas y reforzar el orden fiscal. El 23 de agosto de 2023, el FMI concluyó la quinta y la sexta revisión del acuerdo ampliado. La decisión del Directorio permite un desembolso inmediato de alrededor de US$7.500 millones, con lo que el total de desembolsos en el marco del acuerdo asciende a unos US$36.000 millones. En tanto, la revisión del tercer trimestre, prevista para el mes de noviembre de 2023, se postergó sin fecha prevista. Por su parte, el gobierno anunció un acuerdo técnico con el FMI que concede el desembolso acordado de U$S4.700 millones que permitirá cubrir pagos hasta mayo del 2024. Con fecha 31 de enero de 2024, el board del FMI aprobó el desembolso inmediato para la Argentina de alrededor de 4.700 millones de dólares estadounidenses, que serán destinados a respaldar el programa económico. El 13 de mayo de 2024, el personal técnico del FMI y las autoridades argentinas llegaron a un acuerdo sobre la octava revisión en el marco del Servicio Ampliado del Fondo, se alcanzaron entendimientos sobre políticas para seguir reduciendo la inflación, reconstruir las reservas internacionales, apoyar la recuperación y mantener el programa firmemente encauzado. En este sentido, sobre la base de resultados mejores de lo esperado y sujeto a la aprobación del Directorio Ejecutivo del FMI, Argentina podría tener acceso a desembolsos acordes con el programa.

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

En octubre de 2022, fue renegociada la deuda que la Argentina mantenía con el Club de París, luego de varios procesos de renegociación desde el 2021, plazo en el que vencía originalmente la deuda. El acuerdo es una adenda al firmado en 2014 por el entonces Ministro de Economía Axel Kicillof y reconoce un monto de capital por U$S 1.971 millones, extendiendo un período de repago de trece cuotas semianuales, empezando en diciembre de 2022 para cancelarse definitivamente en septiembre de 2028. A su vez, se estableció una mejora en la tasa de interés pasando de pagar un 9% al 3,9% en las primeras tres cuotas, con un aumento paulatino hasta el 4,5%. El perfil de pagos implica una cuota promedio semestral de $170 millones (capital e intereses incluidos). En los próximos dos años, Argentina devolverá un 40% del capital adeudado.

A la fecha del presente Prospecto no se puede asegurar el cumplimiento del acuerdo y por ende no se puede predecir con exactitud los efectos que puedan tener en la economía y situación financiera argentina y, en consecuencia, en la economía y la situación financiera de la Emisora, la falta de cumplimiento; pero ello podrían afectar negativamente la capacidad del gobierno argentino de emitir títulos de deuda u obtener términos favorables cuando surja la necesidad de acceder a los mercados de capitales internacionales y, en consecuencia, la capacidad de la Emisora para acceder a estos mercados también podría ser limitada.

A pesar de la reestructuración de la deuda pública argentina llevada a cabo desde 2020, los mercados internacionales continúan mostrando signos de dudas sobre si la deuda argentina es sostenible y, por lo tanto, los indicadores de riesgo país siguen siendo altos. No podemos garantizar que las calificaciones crediticias de Argentina se mantendrán o que no serán degradadas, suspendidas o canceladas. Tampoco podemos garantizar que la Argentina cumpla con las metas establecidas por el FMI y con el Club de París y pueda negociar el alto nivel de endeudamiento local y el endeudamiento local con el exterior por deudas comerciales. Cualquier rebaja, suspensión o cancelación de la calificación crediticia de la deuda soberana de Argentina puede tener un efecto adverso en la economía argentina, nuestra capacidad para acceder a los mercados internacionales de capitales y nuestro negocio. Como tal, cualquier efecto adverso en nuestro negocio debido en parte a cambios en la calificación crediticia de Argentina puede afectar adversamente el precio de mercado y la negociación de nuestras obligaciones negociables.

***Vulnerabilidad económica de Argentina frente a fenómenos climáticos y precios internacionales de commodities.***

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

Si los precios internacionales de los productos básicos continúan disminuyendo u ocurriese cualquier factor climático futuro que pueda tener un efecto adverso en actividades productivas de la Argentina, la economía argentina podría verse afectada negativamente. Además, las condiciones climáticas adversas pueden afectar la producción de productos básicos por parte del sector agrícola, que representa una parte significativa de los ingresos por exportaciones de la Argentina.

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

***Los controles de cambio y las restricciones sobre el ingreso y la salida de capitales y futuros controles de cambio han producido la existencia de cotizaciones de tipo de cambio paralelas.***

Como consecuencia de la profundización de los controles cambiarios desde septiembre de 2019, se amplió considerablemente la diferencia entre el tipo de cambio oficial, que actualmente se utiliza para operaciones comerciales y financieras, y otros tipos de cambio informales que surgieron implícitamente a raíz de ciertas operaciones comúnmente realizadas en el mercado de capitales (dólar "**MEP**" o "**contado con liquidación**"), creando una brecha que a la fecha del presente Prospecto oscila el 30% con la cotización oficial.

El Gobierno Nacional podría mantener un único tipo de cambio oficial o implementar la segregación en múltiples tipos de cambio para distintos tipos de transacciones, modificando sustancialmente el tipo de cambio al cual adquirimos moneda extranjera para cancelar endeudamientos denominados en moneda extranjera. Además, la imposición por el gobierno de mayores controles y restricciones cambiarias y/o la adopción de otras medidas en respuesta a la salida de capitales o a la devaluación del peso, podría debilitar las finanzas públicas, lo cual a su vez podría tener un efecto adverso en el resultado de las operaciones y la condición financiera de la Compañía.

***La continuidad de altos índices de inflación podría tener un efecto adverso sobre la economía argentina y, en consecuencia, sobre el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.***

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

La variación del IPC para el año 2020 fue de 36,1%, para el año 2021 fue de 50,9%, para el año 2022 fue de 94,8%, mientras que para el año 2023 fue del 211,4%.

En el pasado, la inflación ha socavado la economía argentina y la capacidad del gobierno nacional de crear condiciones que impulsen el crecimiento. La continuidad de los altos índices de inflación también podría afectar negativamente la competitividad internacional de Argentina, los salarios reales, las tasas de empleo, la tasa de consumo y las tasas de interés. El alto nivel de incertidumbre relacionado con las variables económicas mencionadas, y la falta general de estabilidad en términos inflacionarios, podrían generar plazos contractuales reducidos y afectar la capacidad de planificar con anticipación y tomar decisiones. Como se indicó anteriormente, esta situación podría tener un impacto negativo en la actividad económica, lo cual podría afectar significativa y adversamente el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

Aunque sustancialmente la totalidad de los ingresos de la Emisora se encuentran vinculados al Dólar Estadounidense, dado que algunos costos se vinculan a Dólares Estadounidenses y algunos costos a Pesos, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora pueden verse afectados significativamente si el índice de inflación supera a la devaluación del peso.

***Las medidas del gobierno, así como la presión de los sindicatos, podrían requerir aumentos salariales o mayores beneficios para los trabajadores, todo lo cual podría incrementar los costos operativos de la Emisora.***

Las relaciones laborales en la Argentina están reguladas por legislación específica, en especial por la Ley de Contrato de Trabajo N°20.744 y la Ley de Convenios Colectivos de Trabajo N°14.250, que disponen, entre otras cosas, cómo han de llevarse adelante las negociaciones salariales y de otra índole. La mayoría de las actividades industriales o comerciales están reguladas por un convenio colectivo de trabajo específico, que agrupa a todas las empresas según el sector industrial y por sindicatos. Si bien el proceso de negociación es uniforme, cada cámara de industria o comercio negocia los incrementos salariales y beneficios laborales con el sindicato correspondiente a dicha actividad comercial o industrial. Las partes están sujetas a la decisión final una vez aprobada por la autoridad laboral y deben cumplir con los aumentos salariales establecidos para todos los empleados representados por el sindicato respectivo y a quienes se aplica el convenio colectivo de trabajo. Además, cada empresa puede, sin perjuicio de los incrementos salariales obligatorios acordados con el sindicato, otorgar a sus empleados incrementos adicionales en función del mérito o beneficios en virtud de un esquema de compensación variable.

Los empleadores argentinos, tanto en el sector público como en el privado, han sufrido una considerable presión de sus empleados y de las organizaciones gremiales para aumentar los salarios y brindar beneficios adicionales a los trabajadores. A causa de los elevados niveles de inflación, los trabajadores y las organizaciones gremiales reclaman incrementos salariales significativos.

En el marco de esta circunstancia el gobierno ha efectuado periódicos aumentos del salario mínimo, vital y móvil. En este sentido, en mayo de 2024, el Ministerio de Trabajo de la Nación confirmó que luego de la última actualización, el monto del salario mínimo vital y móvil asciende a $234.315,12.

En el futuro, el gobierno podría adoptar nuevas medidas que impliquen aumentos de salarios o reconozcan beneficios adicionales para los trabajadores, y la fuerza laboral y los sindicatos podrían presionar para lograr estas medidas. Cualquier incremento en los salarios o en los beneficios adicionales para los trabajadores podría generar mayores costos y reducir los resultados de las operaciones de las compañías argentinas, incluida la Emisora.

***Un elevado nivel de gasto público podría derivar en consecuencias adversas a largo plazo para la economía argentina.***

A lo largo de su historia, Argentina ha mantenido altos déficits durante períodos prolongados que han desembocado en financiamiento monetario y/o altos niveles de endeudamiento que a su vez desencadenaron crisis recurrentes.

El país atravesó uno de estos períodos de alto gasto público y déficits sostenidos lo que, entre otras razones, terminó generando una crisis de confianza y una corrida contra el Peso en abril de 2018. Como respuesta a esa crisis y a la imposibilidad de renovar los vencimientos de la deuda pública en el mercado el gobierno argentino llegó a un acuerdo con el FMI en el que se comprometió a avanzar en una reducción del déficit fiscal primario. Tanto en 2018 como en 2019 el Gobierno cumplió con la meta prevista en el acuerdo, cerrando 2019 con un déficit primario de sólo 0,4% del PBI. Sin embargo, el resultado fiscal al cierre del ejercicio 2020 fue con un déficit primario de un 6,5% del PBI. En 2021 y 2022, el Sector Público Nacional registró un déficit primario del 3% y 2,4% del PBI, respectivamente. El déficit primario del sector público nacional acumulado durante el año 2023 alcanzó el equivalente al 2,9% del PBI.

Si bien el esfuerzo por reducir el déficit a la fecha del presente Prospecto es significativo, existe la posibilidad de que no sea suficiente para volver sustentable la situación de la deuda pública ya que el déficit financiero continúa siendo elevado y los mercados voluntarios de deuda se encuentran cerrados.

De todas formas, el actual presidente Javier Milei ha lanzado un paquete de medidas de ajuste fiscal destinadas a reducir el déficit fiscal.

Si el gasto del sector público continúa superando los ingresos fiscales, el déficit fiscal probablemente aumentará y podrán ser requeridas para su utilización las fuentes de financiación empleadas en el pasado para tratar dicho déficit, tales como el BCRA y la Administración Nacional de la Seguridad Social (la "**ANSES**").

Dicho aumento del déficit podría tener un efecto negativo sobre la capacidad del gobierno argentino de acceder a los mercados financieros a largo plazo y, a su vez, podría limitar el acceso de las compañías argentinas a dichos mercados, lo cual podría afectar adversamente el negocio, situación patrimonial y el resultado de las operaciones de la Emisora.

***Las fluctuaciones en el valor del Peso podrían afectar en forma adversa la economía argentina y, en consecuencia, los resultados de las operaciones o la situación patrimonial de la Emisora.***

Las fluctuaciones en el valor del Peso también pueden afectar de manera adversa la economía argentina, los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía. Mientras la mayor parte de la deuda de la Compañía y una parte de sus gastos y costos operativos están denominadas en Dólares Estadounidenses, sus ingresos se generan principalmente en Pesos. Por lo tanto, la Compañía está expuesta a riesgos asociados con las fluctuaciones del Peso respecto del Dólar Estadounidense, debiendo tenerse presente que, desde enero de 2002, el valor del Peso ha fluctuado significativamente. La devaluación del Peso puede tener un impacto negativo sobre la capacidad de determinadas empresas argentinas de pagar sus deudas en moneda extranjera, y generar inflación, reducir sustancialmente los salarios en términos reales y poner en peligro la estabilidad de los negocios, como los de la Compañía, cuyo éxito depende de la demanda del mercado interno y afectar adversamente la capacidad del gobierno nacional de pagar sus obligaciones de deuda externa. Luego de varios años de moderadas variaciones en el tipo de cambio nominal. El Peso viene en un proceso de depreciación continua, viéndose acentuado dicho proceso en los últimos años. En Particular, el Peso sufrió una devaluación del 18,11% en 2021 y de 41,99% en 2022. Asimismo, durante el 2023, el Peso sufrió una devaluación de aproximadamente el 78,09% con respecto al Dólar Estadounidense.

Al 21 de mayo de 2024, el tipo de cambio vendedor oficial (billete) para Pesos publicado por Banco de la Nación Argentina fue de Pesos 908,00 por U$S 1,00.

Debido a la mayor volatilidad del Peso, desde el 2018 y hasta la actualidad, el gobierno argentino y el BCRA han implementado ciertas medidas que controlan y restringen la capacidad de las empresas y de los individuos para acceder al mercado de divisas para comprar divisas y transferirlas al exterior. Dichas medidas incluyen restringir el acceso al mercado cambiario argentino para el pago de dividendos a accionistas no residentes; restricciones a la adquisición de cualquier moneda extranjera para ser retenida en efectivo en la Argentina; exigir a los exportadores repatriar y liquidar en pesos en el mercado cambiario local, limitaciones a la transferencia de valores hacia y desde Argentina, y la implementación de impuestos sobre ciertas transacciones que impliquen la adquisición de divisas, entre otros.

En consecuencia, no podemos predecir en qué medida, el valor del peso podría depreciarse y cómo esas fluctuaciones podrían afectar la demanda de nuestros productos y servicios. Asimismo, no podemos asegurar que el gobierno argentino no realizará más cambios regulatorios que nos impidan o limiten la compensación del riesgo derivado de nuestra exposición a otras monedas y, si así fuera, el impacto que estos cambios tendrán sobre nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones. No podemos asegurar que el BCRA u otras dependencias gubernamentales no aumenten o relajen dichos controles o restricciones, hagan modificaciones a estas regulaciones, impongan nuevos planes obligatorios de refinanciamiento relacionados con nuestro endeudamiento pagadero en monedas distintas del peso, establezcan restricciones más severas al cambio de divisas, o mantengan el actual régimen cambiario o creen múltiples tipos de cambio para diferentes tipos de transacciones, modificando sustancialmente el tipo de cambio aplicable al que adquirimos moneda extranjera para atender nuestros pasivos pendientes denominados en monedas distintas del peso, todo lo cual podría afectar nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones financieras a su vencimiento, reunir capital, refinanciar nuestra deuda al vencimiento, obtener financiamiento y/o ejecutar nuestros planes de inversión. En consecuencia, estos controles y restricciones cambiarios podrían afectar en forma material y adversa a nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones.

Por otra parte, la futura recaudación impositiva y resultados fiscales de la Argentina podrían ser insuficientes para cumplir con sus obligaciones de servicio de deuda, y el país podría verse obligado a depender en parte de financiación adicional de

los mercados de capitales locales e internacionales, el FMI y otros acreedores potenciales, para cumplir sus obligaciones de servicio de deuda futuras. En el futuro, la 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 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 Compañía.

***La intervención del gobierno en la economía argentina podría afectar adversamente los resultados de las operaciones, la situación patrimonial o la capacidad de repago de las obligaciones denominadas en moneda extranjera de la Emisora.***

En el pasado, el gobierno de Argentina ha intervenido directamente en la economía, a través de la implementación de medidas de expropiación y nacionalización, control de precios y control de cambios, entre otras.

No obstante, desde su asunción en la presidencia de la Argentina, Javier Milei ha tomado un paquete de medidas tendientes a reducir la intervención estatal en el sector privado, especialmente a través del DNU 70 y el proyecto de Ley Ómnibus, entre otras normas y reglamentaciones.

Concretamente, el 20 de diciembre de 2023, en uso de las facultades concedidas por el artículo 99 inciso 3 de la Constitución Nacional, el Poder Ejecutivo publicó el DNU 70, declarando la emergencia pública en materia económica, financiera, administrativa, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025. Asimismo, se dispuso una amplia desregulación del comercio, los servicios y la industria en todo el territorio nacional. Quedan sin efecto las restricciones a la oferta y la regulación de precios. En cuanto a la desregulación económica, se derogan las leyes N° 18.425, N° 26.992, N° 27.221, N° 27.545, N° 19.227, N° 20.680, N° 26.736, N° 20.657, y los artículos 1 al 21 y 24 l 30 de la Ley N° 27.437, artículo 2 de la Ley N° 21.799, los artículos 5,7 a 9, 17, 32, 35, 53 y 54 de la Ley N° 25.065, y los artículos 3, 4, 23, 26 y 29 de la Ley N° 9.643. En lo relativo al comercio exterior, se deroga la Ley N° 25.626 y diferentes artículos los Código Aduanero se derogan o modifican. En cuanto a la energía, se derogo el Decreto N° 1060/00, el Decreto N° 1491/02, el Decreto N° 634/03 y la Ley N° 25.822, el Decreto N° 311/06 y se derogan partes de la Ley N° 27.424. Se sustituye el art. 765 del Código Civil y Comercial de la Nación ("**CCyC**"), estableciendo que las obligaciones pueden ser pagadas en monedo de curso legal o no según lo acordado por las partes, y que el deudor únicamente se podrá liberar si cumple con la obligación en la moneda pactada, sin que los jueces puedan modificar la forma de pago o la moneda acordada. Asimismo, se sustituyen los siguientes artículos del CCyC: (i) art. 766, (ii) art. 958, (iii) art. 960, (iv) art. 989, (v) art. 1.196, (vi) art. 1.998, (vii) art. 1.999, (viii) 1.220, (xix) art. 1.221. Por último, se derogan los artículos 1.202, 1.204, 1.204 bis, y 1.221 bis del CCyC.

No resulta posible predecir si el Decreto 70 se mantendrá vigente luego de su revisión en el Congreso ni si el actual gobierno dictará nuevos decretos de necesidad y urgencia y/o medidas que puedan afectar la economía argentina y, consecuentemente, el negocio de la Emisora.

El gobierno argentino podría reestablecer reglamentaciones que deriven en una mayor intervención estatal. Los economistas del sector privado coinciden en informar que las expropiaciones, los controles de precios, los controles cambiarios y otras medidas de intervención directa en la economía tuvieron un impacto adverso sobre el nivel de inversión en Argentina, el acceso de empresas argentinas a los mercados internacionales de capitales y las relaciones comerciales y diplomáticas de Argentina con otros países.

En el futuro el nivel de intervención en la economía por parte del gobierno argentino podría continuar o aumentar y ello podría afectar negativamente la economía argentina. Por lo tanto, nuestra actividad, el resultado de las operaciones y la capacidad de hacer frente a nuestras obligaciones está sujeto a incertidumbres políticas, incluyendo el riesgo de expropiación o nacionalización de nuestro negocio o activos, o estar sujeto a la renegociación o anulación de contratos existentes y otro riesgo similar.

***La economía argentina podría verse adversamente afectada por acontecimientos económicos en otros mercados.***

Ha habido preocupación acerca de los disturbios, conflictos armados, y amenazas militares y terroristas en todos los continentes. En particular, han levantado consternaciones los conflictos que involucran a Irán, Ucrania, Siria, Israel, Jordania, Rusia y Corea del Norte. Asimismo, la economía argentina es vulnerable a los golpes externos que podrían ser causados por eventos adversos que afecten a sus principales socios comerciales. Una caída significativa en el crecimiento económico de cualquier socio comercial principal de Argentina (incluyendo Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos) podría tener un impacto negativo importante en el equilibrio comercial de Argentina y afectar negativamente su crecimiento económico. La demanda decreciente de las exportaciones argentinas podría tener un efecto negativo sustancial en el crecimiento económico argentino. En particular, la economía de Brasil, el mercado exportador más importante de Argentina y su principal fuente de importaciones, está experimentando una devaluación de su moneda que puede impactar negativamente en la economía argentina. La economía argentina puede resultar afectada por el efecto

"contagio". La reacción de los inversores internacionales ante hechos que tienen lugar en un país en desarrollo a menudo pareciera seguir un patrón "contagio", en el cual una región entera o una clase de inversión se ve desfavorecida por los inversores internacionales.

En el pasado, la economía argentina ha resultado afectada adversamente por esos efectos contagio en diversas oportunidades, como fue el caso en 2008, cuando la crisis económica mundial dio lugar a una abrupta caída en la actividad económica de Argentina en 2009.

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

Adicionalmente, el 10 de marzo de 2023, la Corporación Federal de Seguro de Depósitos de los Estados Unidos ("**FDIC**", por sus siglas en inglés) tomó el control de Sillicon Valley Bank. Esto significó la mayor quiebra de un banco estadounidense desde la crisis financiera del 2008. Asimismo, durante el 2023, la falta de confianza en el sistema bancario se extendió, afectando a otras entidades financieras, como Signature Bank, que también fue intervenido por la FDIC, y First Republic Bank, que el 1 de mayo de 2023 fue comprado por JP Morgan & Chase Co. Esta situación no solo afectó a los bancos estadounidenses, sino que también se extendió a Europa. El 19 de marzo de 2023, UBS Group AG acordó comprar a Credit Suisse Group AG por U$S 3250 millones, en un acuerdo con las autoridades suizas para rescatarlo, luego que las acciones de Credit Suisse cayeran un 30% en un día.

En julio de 2019, el Mercado Común del Sur logró firmar un acuerdo de asociación estratégica con la Unión Europea. El objetivo de este acuerdo es promover las inversiones, favorecer la integración regional, aumentar la competitividad de la economía y lograr un incremento del PBI. Sin embargo, el efecto que el acuerdo podría tener en la economía argentina y en las políticas implementadas por el gobierno argentino es incierto.

Asimismo, los desafíos que enfrenta la Unión Europea ("**UE**") para estabilizar las economías de algunos de sus miembros han tenido y podrían continuar teniendo implicancias internacionales que afecten la estabilidad de los mercados financieros globales, lo cual ha restringido las economías a nivel mundial. En junio de 2016, el Reino Unido realizó un referéndum, en el que la mayoría votó a favor de la salida del país de la Unión Europea. El Reino Unido abandonó formalmente la Unión Europea el 31 de enero de 2020 (el "**Brexit**"). Sin embargo, a partir del 1° de febrero de 2020 comenzó un periodo de transición hasta el 31 de diciembre de 2020 en el que el Reino Unido se mantuvo en el mercado europeo. Durante dicho período la Unión Europea y el Reino Unido llevaron adelante un proceso de negociaciones para determinar los términos y condiciones de sus vínculos a partir del fin de periodo transitorio que culminó en la firma del Acuerdo de Cooperación y Comercio entre la Unión Europea y el Reino Unido firmado el 24 de diciembre de 2020 (el "**ACC**"). El Parlamento del Reino Unido ratificó el ACC el 30 de diciembre de 2020, mientras que el Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea hicieron lo propio el 28 y 29 de abril de 2021, respectivamente. La fecha de entrada en vigor del ACC fue el 1° de mayo de 2021.

El ACC proporciona cierta claridad con respecto a la forma prevista de la futura relación entre el Reino Unido y la Unión Europea y algunas cuestiones detalladas de comercio y cooperación. El Brexit en los resultados de las operaciones de la Emisora resulta claro, y sus efectos a largo también son inciertos. El Brexit podría generar inestabilidad política, legal y económica adicional en la Unión Europea y producir un impacto negativo en el intercambio comercial de Argentina con dicha región.

Por otro lado, hay incertidumbre acerca de cómo se desarrollará la relación comercial entre los estados miembros del MERCOSUR y de este con los demás participantes internacionales, especialmente entre Argentina y Brasil. No podemos predecir el efecto sobre la economía argentina y nuestras operaciones en caso de surgir litigios entre la Argentina y Brasil, o si cualquiera de dichos países decidiera salir del MERCOSUR. En lo reciente, MERCOSUR también retomó las conversaciones con Asociación Europea de Libre Comercio para dar impulso a negociaciones de un acuerdo entre ambas organizaciones.

Además, el escenario macroeconómico global enfrenta desafíos. Hay considerable incertidumbre respecto de los efectos a largo plazo de las políticas monetarias y fiscales expansivas adoptadas por los bancos centrales y las autoridades financieras de algunas de las principales economías del mundo, incluyendo los Estados Unidos y China.

Ha habido preocupación acerca de disturbios y amenazas terroristas en el Medio Oriente, Europa y África y de los conflictos que involucran a Irán, Ucrania, Siria y Corea del Norte. Asimismo, crisis económicas y sociales surgieron en varios países de América Latina durante los últimos años, ya que la economía en la mayor parte de la región se ha ralentizado luego de casi una década de crecimiento sostenido, entre otros factores. También ha habido preocupación acerca de la relación entre China y otros países asiáticos, como Taiwán, que puede resultar en, o intensificar, potenciales conflictos en relación con disputas territoriales, y la posibilidad de una guerra comercial entre los Estados Unidos y China.

Como consecuencia de lo mencionado en los párrafos anteriores, la economía argentina es vulnerable a los golpes externos que podrían ser causados por eventos adversos que afecten a sus principales socios comerciales.

***Los cambios en las leyes tributarias argentinas y/o la implementación de nuevos derechos de exportación, otros impuestos y regulaciones respecto a las importaciones podrían afectar negativamente nuestro negocio.***

Históricamente, el gobierno argentino ha impuesto y mantenido aranceles a las exportaciones. A su vez, se han adoptado medidas en el pasado desalentando las importaciones que han repercutido en que la Emisora enfrente trabas y obstáculos para la importación de aquellos insumos que requiera para el ciclo ordinario de su negocio. En virtud de ello, diversas inversiones, incluidos proyectos de mantenimiento, que requieren componentes cuya importación no pueda tramitarse, no podrían llevarse a cabo o se demorarían en su ejecución.

Sin perjuicio de ello, no podemos asegurar que los impuestos y las regulaciones sobre importaciones no se modificarán en el futuro o que no se impondrán otros impuestos nuevos o regulaciones sobre importaciones/exportaciones, lo que podría afectar adversamente nuestro negocio, condición financiera y resultados de las operaciones.

**Accionistas extranjeros de empresas que operan en la Argentina han iniciado procedimientos judiciales y de arbitraje de inversiones contra la Argentina que han resultado y podrían resultar en laudos arbitrales y/o medidas cautelares en contra de la Argentina y sus activos y, a su vez, limitar sus recursos financieros.**

Existen reclamos pendientes contra el gobierno argentino presentados ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones ("CIADI"), que pueden implicar nuevas sanciones contra el gobierno argentino lo cual, a su vez, podría tener un efecto sustancialmente adverso sobre la capacidad del gobierno de implementar reformas y fomentar el crecimiento económico y de acceder al crédito o a los mercados de capitales internacionales. La Emisora no puede asegurar que el gobierno argentino no incumpla sus obligaciones en el futuro.

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

Existen reclamos pendientes contra el gobierno argentino que podrían dar lugar a nuevos pronunciamientos contra Argentina lo cual, a su vez, podría tener un efecto sustancialmente adverso sobre la capacidad del gobierno de implementar reformas y fomentar el crecimiento económico. A la fecha del presente, (i) existen seis laudos finales pendientes dictados por los tribunales del CIADI contra Argentina por un total de US$804 millones, (ii) un fallo del CIADI contra Argentina por US$21,7 millones en el cual Argentina efectuó un planteo de nulidad que se encuentra pendiente de resolución y (iii) cinco casos en curso ante el CIADI contra Argentina con reclamos que totalizan US$2.950 millones.

Además de lo indicado precedentemente, (i) existen dos laudos finales dictados por la CNUDMI contra Argentina por un total de US$7,5 millones, (ii) un laudo de la CCI por US$67,1 millones contra Argentina pendiente de resolución por un planteo de nulidad efectuado por Argentina, (iii) un caso en curso ante la CNUDMI contra Argentina por US$11 millones y (iv) dos procesos suspendidos ante la CCI con reclamos que totalizan US$200,7 millones. La Emisora no puede asegurar que el gobierno argentino no incumpla sus obligaciones en el futuro.

Resulta importante destacar el pronunciamiento dictado en el juicio iniciado por Petersen y Eton Park Capital Management, L.P., Eton Park Master Fund, LTD. y Eton Park Fund, L.P. que presentaron sus memoriales en respaldo de sus mociones de respuesta (*cross-motions*) solicitando el dictado de sentencia en procedimiento sumario o abreviado con respecto a un reclamo de responsabilidad y daños y perjuicios contra YPF S.A, ("YPF") y Argentina. Los demandantes solicitaron al Tribunal de Distrito de los Estados Unidos para el Distrito Sur de Nueva York (el "Tribunal de Distrito") que dictara una sentencia en procedimiento abreviado a su favor, en tanto cada uno de los demandados alegó que no tenían responsabilidad y no debía indemnizar a los demandantes, solicitando el dictado de una sentencia en procedimiento abreviado a su favor en la que se desestimaran todos los restantes reclamos formulados contra ellos.

En su pronunciamiento del 31 de marzo de 2023, el Tribunal de Distrito hizo lugar a la moción de dictado de sentencia en juicio abreviado de YPF y desestimó la moción de los demandantes en cuanto a YPF en su totalidad. El Tribunal de Distrito determinó que no puede atribuirse responsabilidad contractual a YPF por lo cual no debe indemnización alguna a los demandantes por daños y perjuicios causados por violación de cláusulas contractuales y, en forma acorde, desestimó los reclamos de los demandantes contra YPF. El Tribunal de Distrito no hizo lugar a la moción de Argentina de dictado de sentencia en juicio abreviado y el procedimiento judicial continuó entre los demandantes y Argentina. El 15 de septiembre de 2023, el Tribunal de Distrito falló en contra de Argentina y ordenó que los demandantes recuperaran aproximadamente US$16.000 millones por incumplimiento de contrato por parte de Argentina. Además, de acuerdo con la decisión tomada el 31 de marzo de 2023, se decidió desestimar las demandas de los demandantes contra YPF. Los demandantes luego solicitaron al Tribunal de Distrito que ordenara a Argentina depositar una garantía equivalente al monto total de la sentencia ante el tribunal. Argentina solicitó una prórroga para depositar dichas garantías, la cual fue denegada por el Tribunal de Distrito. Además, Argentina está apelando la sentencia final. El 18 de octubre, los demandantes apelaron la sentencia final del Tribunal de Distrito. Reconociendo que el hecho de 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 para atraer inversión extranjera, el Gobierno argentino ha anunciado varias medidas destinadas a fortalecer las instituciones argentinas y reducir la corrupción. Estas medidas incluyen la reducción de las condenas penales a cambio de la cooperación con el gobierno en las investigaciones de corrupción, un mayor acceso a la información pública, la restitución al estado de bienes de funcionarios corruptos, el aumento de las facultades de la Oficina Anticorrupción, la presentación de un proyecto de una nueva ley de ética pública, entre otras. La capacidad del Gobierno argentino para implementar estas iniciativas es incierta, ya que estaría sujeta a una revisión independiente por parte del poder judicial, como así también al apoyo legislativo por parte de los partidos opositores. El 22 de febrero de 2024, el Gobierno argentino presentó ante la Corte de Apelaciones del Segundo Circuito de Nueva York (Estados Unidos) sus argumentos para iniciar la apelación. Los dos ejes principales de la estrategia, según se desprende del escrito, apuntan a cuestionar el hecho de que el caso se lleve adelante en la corte de Nueva York, y a revisar el millonario monto de la indemnización establecido en el fallo de primera instancia. El siguiente paso del juicio será el 25 de marzo, la fecha límite dispuesta por la justicia estadounidense para que los demandantes realice su presentación escrita en la que apela el fallo de primera instancia.

A la fecha del presente Prospecto, el resultado de estos casos es incierto. Los reclamos pendientes ante el CIADI y otros tribunales arbitrales podrían dar lugar a nuevos laudos en contra de Argentina, lo cual podría afectar la capacidad del gobierno argentino de acceder al crédito o a los mercados de capitales internacionales, lo que podría afectar en forma adversa el negocio, situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Emisora.

***La falta del adecuado abordaje de los riesgos reales y percibidos de deterioro institucional y corrupción puede afectar adversamente la economía y la situación financiera de la Argentina.***

La falta de un marco institucional sólido, así como también la corrupción han sido identificadas como un problema significativo para la Argentina.

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

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

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

**RIESGOS RELACIONADOS CON EL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO**

***Las generadoras, distribuidoras y transportadoras de electricidad se han visto afectadas sustancialmente y de manera adversa por medidas de emergencia adoptadas en respuesta a la crisis económica de 2001 y 2002 de Argentina, muchas de las cuales continúan vigentes*.**

Desde la crisis económica de 2001 y 2002, el sector eléctrico argentino se ha caracterizado por estar sujeto a reglamentaciones y políticas públicas que han generado importantes distorsiones en el mercado eléctrico, puntualmente, en materia de precios, en toda la cadena de valor del sector (generación, transporte y distribución). Históricamente, los precios de la energía eléctrica en Argentina se calculaban en Dólares estadounidenses y los márgenes se ajustaban periódicamente para reflejar las variaciones en relación con los costos. En enero de 2002, la Ley de Emergencia Pública autorizó al gobierno argentino a renegociar sus contratos de servicios públicos. En virtud de esta ley, el gobierno argentino revocó las disposiciones de los contratos de servicios públicos relacionadas con el mecanismo de ajuste y de indexación de acuerdo con la inflación. En lugar de ello, las tarifas en dichos contratos se congelaron y fueron convertidas de sus valores originales en Dólares estadounidenses a pesos argentinos.

Dichas medidas, sumadas al efecto de una inflación elevada y la depreciación del peso de los últimos años, llevaron a una caída significativa en los ingresos y a un aumento considerable de los costos en términos reales, que ya no podían recuperarse a través de los ajustes en los márgenes o los mecanismos de fijación de precios de mercado. Esta situación, a su vez, llevó a muchas empresas de servicios públicos a suspender los pagos de su endeudamiento financiero (que siguió denominado en Dólares estadounidenses a pesar de la pesificación de los ingresos), lo que efectivamente impidió a dichas empresas obtener financiación adicional en los mercados de crédito locales o internacionales y efectuar inversiones adicionales.

El 1 de marzo de 2019, mediante la Resolución SRRyME N° 1/2019, el Gobierno Argentino redujo los precios de capacidad de generación y energía bajo el programa Energía Base, que habían sido previamente incrementados por la Resolución ex SEE N° 19/2017. Asimismo, el 27 de febrero de 2020, la SE dictó la Resolución N° 31/2020, que modificó la Resolución N° 1/2019 y redujo el régimen de remuneración aplicable desde el 1 de febrero de 2020 para los Generadores Autorizados del Mercado Mayorista Eléctrico, fijando los precios de Energía Base en pesos argentinos. Desde marzo de 2020, se han emitido numerosas resoluciones actualizando precios discrecionalmente [1]. No es posible garantizar que no se producirán reducciones adicionales de estas tarifas en el futuro.

Por otra parte, no puede descartarse que el Estado Nacional emita regulaciones de emergencia o que eventualmente CAMMESA decida incumplir el Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica modificando la forma de pago a Precio Spot.

***El gobierno argentino ha intervenido el sector eléctrico en el pasado y es probable que esa intervención continúe***

Históricamente, el gobierno argentino 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 electricidad. Desde 1992 y tras el dictado de la Ley N° 24.065 y la privatización de varias empresas estatales, el gobierno argentino atenuó su control sobre el sector, creando un mercado de libre competencia en el sector de generación. No obstante ello, el sector eléctrico de Argentina sigue estando sujeto a regulación e intervención estatal.

[1] Resolución Nº 440/2021, Resolución Nº 238/2022, Resolución Nº 826/2022, Resolución Nº 750/2023, Resolución Nº 869/2023 y Resolución Nº 9/2024.

Por otra parte, en respuesta a la crisis económica que atravesó Argentina en 2001 y 2002, el gobierno argentino declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria (la "**Ley de Emergencia Pública**" o **Ley N° 25.561**), emergencia que se extendió finalmente hasta diciembre de 2017 (Leyes N° 25.972; N° 26.077, N° 26.204; N° 26.339; Nº 26.456; Nº 26.563; N° 26.729; N° 26.896; N° 27.200; Nº 27.345). En el marco de esta emergencia se introdujeron una serie de reformas significativas en el marco regulatorio aplicable al sector eléctrico, que se apartaron de los principios y disposiciones de la Ley N° 24.065.

Estos cambios han tenido importantes efectos adversos en las empresas de generación, distribución y transporte de energía eléctrica e incluyeron, entre otras medidas, la sanción de precios topes a la energía pagada a los generadores, el congelamiento de los pagos por potencia, la retención de acreencias a los generadores, la transferencia de subsidios a las tarifas de distribución, la prohibición de los mecanismos de ajuste por inflación y demás mecanismos indexatorios, la limitación a la capacidad de las empresas de distribución de electricidad de trasladar al consumidor los incrementos en los costos producto de cargos regulatorios, y la modificación del mecanismo de fijación de precios spot en el Mercado Eléctrico Mayorista ("**MEM**"), los cuales tuvieron un impacto significativo en el sistema, generando un déficit en el Fondo de Estabilización del MEM e impactando directamente a todos los agentes del mercado, incluyendo a los generadores de electricidad, con diferencias de precios significativas dentro del mercado.

Durante los años 2007 a 2023, el gobierno argentino ha intervenido, en mayor o menor medida, en el sector eléctrico a través de diversas medidas. Además, se crearon cargos específicos para recaudar fondos que se transfieren a fondos fiduciarios de administración estatal destinados a financiar inversiones en infraestructura de generación y distribución, y se han implementado programas de inversiones para la construcción de nuevas plantas de generación y ampliación de las redes de transmisión y distribución existentes.

El 18 de diciembre de 2023, mediante Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/2023, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, así como en el transporte y distribución de gas natural bajo jurisdicción federal hasta el 31 de diciembre de 2024. A su vez, el 20 de diciembre de 2023, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 70/2023, declaró la emergencia en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025. Además, el Poder Ejecutivo Nacional introdujo ciertas modificaciones en el sector energético (ver sección "*Emergencia del sector energético*").

En virtud de lo descripto, la Sociedad no puede asegurar que las modificaciones esperadas al sector de energía eléctrica sean implementadas tal como se espera, o si dichos cambios se implementarán en el tiempo propuesto, o si se implementarán en absoluto. Es posible que el gobierno argentino adopte medidas que puedan tener un efecto adverso significativo en el negocio y en el resultado de las operaciones de la Sociedad, o bien que el gobierno argentino modifique el marco regulatorio y/o adopte medidas en el marco de la emergencia del sector energético nacional (incluyendo el segmento de generación de electricidad) recientemente declarada, que pueden tener un efecto directo o indirecto en la industria de generación de electricidad y, por consiguiente, en la situación patrimonial y el resultado de las operaciones de la Sociedad, como también en su capacidad de cumplir con sus compromisos de pago.

***La Emisora opera en un sector fuertemente regulado que impone costos significativos a su actividad comercial y podría estar sujeta a penalidades y obligaciones que podrían tener un impacto adverso sustancial en los resultados de sus operaciones***.

La industria argentina en la que opera la Sociedad está sujeta a regulaciones y controles gubernamentales cambiantes, en particular, dado el cambio de gobierno antes mencionado. La actividad de la Compañía depende en gran medida de las condiciones regulatorias y políticas imperantes en Argentina y los resultados de sus operaciones pueden verse afectados negativamente por los cambios normativos y políticos que se produzcan en Argentina. Véase "*Información Adicional – (i) Hechos Recientes—Decreto de Necesidad y Urgencia Nº70/2023*" y "*Proyecto de Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos*" del presente Prospecto.

No es posible asegurar que los cambios en las leyes y reglamentaciones aplicables, o las interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y reglamentaciones, no afecten negativamente a las actividades de la Compañía, su situación financiera y los resultados de sus operaciones. Para mayor información, véase "*Descripción General del Marco Legal – Principales Leyes y Normas complementarias*" del presente Prospecto.

***La capacidad de la Emisora de operar parques eólicos y solares de manera rentable depende en gran medida de adecuados vientos, radiación solar y demás condiciones climáticas.***

La cantidad de energía generada por los parques eólicos y solares y su rentabilidad dependen en gran medida de las condiciones climáticas, en particular las condiciones de viento y radiación solar, que varían sustancialmente en las diferentes ubicaciones de los parques eólicos y solares, las estaciones y los años. Las variaciones en las condiciones del viento en los sitios de los parques eólicos y solares ocurren como resultado de fluctuaciones diarias, mensuales y estacionales en las corrientes de los vientos y la radiación solar, en el largo plazo, como resultado de cambios y variaciones climáticas más generales. Dado que las turbinas de viento sólo funcionarán cuando las velocidades de los vientos caigan dentro de ciertos rangos específicos que varían por tipo y fabricante de turbinas, si las velocidades de los vientos caen fuera de estos rangos o se acercan a los más bajos, disminuiría la producción de energía en los parques eólicos de la Emisora. Del mismo modo, las proyecciones de los recursos solares dependen de supuestos sobre los patrones climáticos, el sombreado y la irradiación, que son inherentemente inciertos y pueden no ser consistentes con las condiciones reales en el sitio.

Durante la fase de desarrollo y antes de la construcción de un parque eólico, se lleva a cabo un estudio de vientos para evaluar el recurso eólico potencial del sitio a lo largo de un período de varios años. La Emisora lleva a cabo estos estudios de vientos con su propio equipo, y de forma independiente por DNV GL, con respecto al factor de carga estimado resultante de nuestros estudios de factor de viento y el modelo de turbinas a ser usadas. Basa su presupuesto y decisiones de inversión núcleo en los hallazgos de estos estudios. La Emisora no puede garantizar que las condiciones climáticas observadas en el sitio de un proyecto coincidirán con los presupuestos que asumió durante la fase de desarrollo de proyecto en función de dichos estudios y por lo tanto no puede garantizar que sus parques eólicos o proyectos de parques eólicos podrán satisfacer los niveles de producción anticipados. Puede suceder que los patrones de vientos y la producción de electricidad futuros en los parques eólicos de la Emisora no reflejen los patrones de vientos históricos en los respectivos sitios o las proyecciones y que los patrones de vientos en cada sitio cambien con el paso del tiempo.

Si, en el futuro, el recurso eólico en las áreas donde se encuentran los parques eólicos de la Emisora o el recurso solar donde nuestros parques solares están ubicados, es inferior a lo esperado, la producción de electricidad en dichos parques eólicos y/o parques solares serían más bajos de lo esperado, quizás significativamente, y por lo tanto podrían afectar y adversamente los resultados de las operaciones.

***Las plantas eléctricas y las nuevas generaciones de proyectos de la Emisora están sometidas a restricciones de las instalaciones de transmisión y distribución.***

La Emisora depende de instalaciones de transmisión pertenecientes a terceros y operadas por terceros para la entrega de la electricidad que la Emisora vende, procedente de sus plantas generadoras. En caso de interrupciones en la transmisión, o cuando la infraestructura de capacidad de transmisión es insuficiente, la capacidad de la Emisora de vender y entregar la electricidad puede sufrir un impacto adverso. Además, nuestra estrategia de desarrollo de generación de nuevos proyectos depende de la disponibilidad de la infraestructura adecuada de transmisión eléctrica, en áreas donde estos proyectos están situados a los efectos de conectar el SADI con las centrales térmicas. Debido a la regulación restrictiva de los precios de transmisión, las empresas de transmisión eléctrica no tuvieron incentivos suficientes para invertir en la ampliación de la infraestructura de transmisión. En los últimos años, el aumento de la demanda eléctrica fue superior al incremento estructural de las capacidades de generación, transmisión y distribución, lo cual llevó a la escasez y a cortes de energía. No es posible predecir si las instalaciones de transmisión serán ampliadas en el país generalmente, o en mercados determinados donde nosotros operamos o deseamos operar, para permitir un acceso competitivo a dichos mercados. En caso de que la demanda de energía continúe aumentando en forma repentina en el futuro, los niveles actuales de transmisión y distribución de electricidad pueden no resultar suficientes para satisfacer la demanda y puede haber interrupciones del servicio. Un aumento sostenido en los cortes del sistema eléctrico podría generar escasez a futuro y podría impedirle a la Emisora entregar la electricidad que produce y vende, o podrá afecta nuestra habilidad para ejecutar nuestra estrategia de expandir nuestra capacidad eléctrica, lo cual a su vez podría afectar de manera adversa su actividad comercial y los resultados de sus operaciones.

***CAMMESA y otros clientes del sector podrían alterar y/o demorar los pagos a los generadores de energía eléctrica.***

Los pagos que la Compañía recibe de CAMMESA dependen de los pagos que CAMMESA recibe a su vez de otros actores del MEM, tales como las distribuidoras eléctricas y del gobierno argentino.

Desde 2012, un número significativo de actores del MEM (principalmente distribuidoras) 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 a los generadores, incluida la Compañía. Asimismo, CAMMESA habría dejado de percibir ingresos suficientes para hacer frente al pago de la totalidad de la energía eléctrica abastecida por los generadores, en gran parte, porque las tarifas de los usuarios residenciales no alcanzarían a cubrir el real costo de la generación, lo que impediría que las Distribuidoras afronten el pago total de la misma sin subsidios por parte del Estado Nacional. Según lo establecido, CAMMESA debe realizar el pago a los generadores a los 42 días de finalizado el mes en que ocurrió el suministro, sin

embargo, debido a los pagos fuera de término realizados por los distribuidores a CAMMESA y a la necesidad de aportes del Tesoro dada la existencia de tarifas subsidiadas, los pagos a generadores sufren demoras que, en algunos casos, han llegado a más de los 100 días.

La Compañía no puede asegurar al inversor que CAMMESA estará en condiciones de pagar a los generadores tanto por la energía despachada como por la capacidad de generación puesta. En el pasado, se implementó un sistema en el que se procedió a convertir una porción significativa de los saldos impagos en "Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir" ("**LVFVD**"); una práctica que podría repetirse en el futuro. La imposibilidad de CAMMESA de hacer pagos, o de hacerlo en forma oportuna o total, puede afectar de manera adversa nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

***La Emisora enfrenta competencia.***

Los mercados de generación de electricidad donde opera la Emisora se caracterizan por tener numerosos participantes fuertes y capaces, muchos de los cuales tienen una experiencia operativa o de desarrollo muy vasta (tanto a nivel local como internacional) y cuentan con recursos financieros significativamente mayores que los de la Emisora. Véase "*Información sobre la Emisora —Competencia.*" La Emisora compite con otras empresas generadoras por la capacidad de MW que la SE asigna a través de los procesos de subastas públicas. En marzo de 2016, la ex SEE llamó a licitación bajo la Resolución N° 21/2016, para instalar nuevas unidades de generación térmica que entrarían en funcionamiento entre el verano de 2016/2017 y el verano de 2017/2018, ofreciendo a los generadores Contratos de Compra de Energía Eléctrica o PPA a largo plazo con CAMMESA denominados en Dólares Estadounidenses. En mayo de 2017, la SE convocó a presentar ofertas en virtud de la Resolución N° 287/2017 para instalar nuevas unidades de cogeneración y ciclo térmico combinado para satisfacer la demanda en el MEM. En dicha convocatoria, el gobierno ha recibido ofertas para 6,6 GW de nueva capacidad de generación térmica, varias veces mayor a la capacidad originalmente prevista por el gobierno, y el gobierno ha adjudicado aproximadamente 4,8 GW de nueva capacidad térmica a ser instalada antes de mediados de 2018. Adicionalmente, en octubre de 2015, el Congreso Argentino modificó el Programa de Energías Renovables, destinado a aumentar a 8% en 2018 y a 20% en 2025 la demanda local total de energías renovables, y ordenó a ciertos consumidores y a CAMMESA cubrir parte de sus consumos con fuentes de energías renovables y otorgó beneficios impositivos y de otro tipo a nuevos proyectos de energía renovable. En julio y octubre de 2016 y agosto de 2017, el Ministerio de Energía instruyó a CAMMESA realizar una convocatoria a licitación bajo el Programa de Energía Renovable con el objeto de instalar unidades de generación adicionales de fuentes renovables. Bajo la ronda 1, ronda 1,5 y ronda 2 del Programa RenovAr, el gobierno ha recibido ofertas para 17,31 GW de nueva capacidad de generación de fuentes renovables, varias veces mayor a la prevista originalmente por el gobierno, y ha adjudicado aproximadamente 4,5 GW en la ronda 1, en la ronda 1,5 y en la ronda 2 de nueva capacidad de generación de energías renovables, principalmente a proyectos de energía eólica y solar.

Desde finales de 2017, de acuerdo con la Resolución N° 281 – E/2017, se han llevado a cabo licitaciones trimestrales de prioridad de despacho con el objetivo de proporcionar energía renovable a grandes usuarios industriales, en el marco del régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER). En los dos primeros años, se asignó un total de 770 MW de prioridad de despacho. Dichas licitaciones trimestrales se realizan en función de las ampliaciones de transporte que se incorporan en el SADI, como así también se ajustan en función del desarrollo de procesos de contratación centralizada que requieren asignar capacidad. A partir del tercer trimestre 2023, por aplicación de la Resolución SE N° 360/2023, se comenzó a publicar el Anexo 3 Referencial A con capacidades de despacho anual de al menos el 92%. Desde el segundo semestre 2021 hasta el cuatro trimestre 2023, CAMMESA ha asignado más de 3,700MW de prioridad de despacho, incluyendo 1,200MW de prioridad de despacho bajo el régimen Referencial A. En el marco de la Resolución N° 360/2023, también se habilitó la recepción de solicitudes de prioridad de despacho conjunta Generación/Demanda y Generación/Transporte. Hasta la fecha del presente Prospecto, se han habilitado comercialmente más de 1,500 MW de parques eólicos y solares en el ámbito del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER).

Además, tanto la Emisora como sus competidores están conectados a la misma red eléctrica con capacidad de transporte limitada; dicha red, en determinadas circunstancias, puede alcanzar sus límites de capacidad. Así, nuevos generadores podrían conectar o los generadores existentes podrían aumentar su producción y despachar más electricidad a la misma red, lo cual impediría a la Emisora entregar su electricidad. Adicionalmente, no es posible asegurar que el estado argentino sea capaz de incentivar las inversiones necesarias para aumentar la capacidad del sistema, lo cual –en caso de haber un aumento de la producción de energía- permitiría a la Emisora y a los generadores actuales y a los nuevos despachar de manera eficiente su electricidad a la red. Como consecuencia, un aumento de la competencia podría afectar la capacidad de la Emisora de entregar su energía, lo cual afectaría de manera adversa su actividad comercial y los resultados de sus operaciones.

***La capacidad de la Emisora de generar electricidad en sus centrales de generación térmica depende en parte de la disponibilidad de gas natural y, en menor medida, de combustible líquido, y las fluctuaciones en la provisión o el precio***

***del gas natural y del combustible líquido podrían tener un efecto sustancialmente adverso sobre los resultados de las operaciones.***

La provisión y el precio del gas natural y del gasoil usados en las centrales de generación termoeléctrica de la Emisora ha resultado afectada –y podría continuar siendo afectada en ocasiones– por alguno de los siguientes factores: la disponibilidad de gas natural y de gasoil en Argentina, la necesidad de importar una cantidad superior de gas natural y gasoil a precios superiores a los precios aplicables a la provisión doméstica como consecuencia de una producción doméstica acotada, y la redistribución del gas natural ordenada por la SE a la luz de la escasez de suministro de gas natural y oferta y las reservas en disminución. En particular, muchos yacimientos de petróleo y gas de la Argentina se encuentran en fase de madurez y no fueron objeto de inversiones significativas destinadas a actividades de desarrollo y exploración. Por ende, es probable que se agoten las reservas. Asimismo, tales inversiones no garantizan el éxito de las actividades petroleras y gasíferas.

Bajo los PPA para las centrales térmicas de la Emisora, CAMMESA no está obligada a proveerle el gas natural ni el gasoil, teniendo la opción de hacerlo o de reembolsar a la Emisora por el costo del gas natural y gasoil. Sin embargo, de acuerdo con la Resolución N° 95/2003 y 529/2014 dictada por la SEN, CAMMESA está a cargo de administrar y abastecer todos los combustibles necesarios para alimentar las centrales térmicas de la Emisora. Si bien CAMMESA suministra a la Emisora el gasoil necesario para alimentar sus centrales térmicas de acuerdo con lo requerido por la Resolución N° 529/2014, no es posible asegurar que CAMMESA seguirá haciéndolo o que la SE mantendrá vigente la Resolución N° 529/2014. Si la Emisora tuviera que comprar gas natural o gasoil a terceros, no es posible asegurar que podrá comprar gas natural a precios que sean totalmente reembolsables por CAMMESA, e, incluso si CAMMESA aceptara reembolsar dichas sumas, no se sabría con certeza cuándo procedería a hacerlo, y el costo de las ventas y los ingresos aumentarían significativamente, debido a que el precio de la energía eléctrica incluiría el efecto de los precios del gas natural o del combustible líquido para generadores como la Emisora. Asimismo, la entrega de gas natural depende de la infraestructura (incluidas instalaciones para barcazas, redes viales y gasoductos) disponible para atender a cada instalación generadora. Como consecuencia, las centrales térmicas de la Emisora están sujetas a los riesgos de interrupciones o reducciones en la infraestructura y en la cadena de entregas de combustibles. Tales interrupciones o reducciones pueden acarrear como resultado la falta de disponibilidad o mayores precios del gas natural o del gasoil.

Si CAMMESA dejara de abastecer a la Emisora de gas natural o gasoil y ésta se viera imposibilitada de comprar gas natural y gasoil a precios que les resulten favorables o plenamente reembolsables por CAMMESA, o si la provisión de gas natural o de gasoil sufriera una reducción, los costos de la Emisora podrían incrementarse o su capacidad de operar rentablemente sus instalaciones de generación termoeléctrica podría resultar menoscabada. Dicha alteración en su actividad de generación termoeléctrica a su vez tendría efectos adversos sustanciales sobre su actividad, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

***La demanda de electricidad puede verse afectada por los aumentos de precios, lo cual podría llevar a las generadoras eléctricas como la Emisora a registrar menores ingresos.***

Durante la crisis económica producida entre los años 2001 y 2002 en Argentina, la demanda de electricidad se redujo. Esta reducción se debió a la disminución general de la actividad económica y por la dificultad de muchos consumidores de pagar las facturas de electricidad. Sin embargo, durante los años posteriores a la crisis económica la demanda de electricidad experimentó un crecimiento significativo, con un incremento promedio anual de aproximadamente el 3,1% entre los años 2002 a 2015 (a pesar de la disminución producida en 2009). Este crecimiento se debe, en parte, a la reducción de los costos como resultado de los subsidios en energía, el congelamiento de los márgenes y tarifas, y la eliminación de las disposiciones de ajustes inflacionarios en las concesiones de distribución. En marzo de 2016, el gobierno argentino unificó e incrementó los precios para el consumo de energía en el mercado mayorista, eliminó ciertos subsidios a la energía e implementó un plan de incentivos (a través de descuentos en las facturas) para los consumidores residenciales que registren consumos mensuales de por lo menos 10% menor que el registrado el mismo mes del año anterior.

El gobierno ha implementado cambios en el actual esquema de subsidios al consumo eléctrico y el sistema de precios, tras haber dictado ciertas resoluciones en las que se incrementan sustancialmente los precios de la electricidad en el MEM. Los aumentos en el costo de la electricidad para los clientes, así como la reducción de los subsidios estatales, podrían tener un impacto adverso sustancial en la demanda de electricidad o provocar una baja en las cobranzas a los clientes. Una baja significativa la demanda de electricidad puede afectar negativamente los ingresos por ventas de la Emisora bajo sus PPA por la porción de dichos ingresos derivados de la energía despachada, y podría afectar nuestra habilidad para renovar nuestros PPA o ser adjudicados con nuevos PPA o en términos favorables Todo ello puede provocar menores ingresos de los que la Emisora actualmente tiene previstos y ello puede, a su vez, causar un efecto sustancialmente adverso en los resultados de las operaciones de la Emisora.

***El cumplimiento de las regulaciones ambientales y de seguridad e higiene puede implicar gastos significativos que podrían afectar de manera adversa los resultados de las operaciones de la Emisora.***

Las operaciones de la Emisora se encuentran reguladas por una gran variedad de requisitos ambientales y de seguridad e higiene establecidas en las regulaciones federales, provinciales y municipales. Estas leyes y regulaciones también exigen a la Emisora obtener y mantener vigentes permisos ambientales, licencias y aprobaciones para la construcción de nuevas instalaciones o la instalación y operación de nuevos equipos necesarios para la actividad comercial de la Emisora. Algunos de tales permisos, licencias y aprobaciones están sujetos a renovaciones periódicas. La falta de cumplimiento de los requisitos ambientales puede dar lugar a multas, reclamos por daño ambiental, obligaciones de reparación, la revocación de los permisos ambientales, licencias y aprobaciones, el cierre transitorio o permanente de instalaciones u otras sanciones. Si bien la Emisora considera que posee un nivel de cobertura de seguros adecuado, las leyes ambientales de Argentina podrían requerir un nivel de seguros que no está disponible en el mercado argentino.

La Emisora ha realizado y seguirá realizando importantes inversiones para continuar cumpliendo con los requisitos ambientales, de higiene y seguridad. Estos requisitos, así como su aplicación e interpretación, cambian con frecuencia y se han tornado más estrictos a lo largo del tiempo. El cumplimiento de reglamentaciones ambientales, de higiene y seguridad nuevas o modificadas también podría obligar a la Emisora a realizar inversiones de capital considerables y su capacidad de ampliar su infraestructura y satisfacer la mayor demanda podría verse limitada por dichos requisitos futuros. Si bien algunos de los PPA de la Emisora comprenden disposiciones trasladables con respecto costos de capital, operativos o de cumplimiento derivados de ciertos cambios en la legislación y, en particular, en las leyes ambientales, los cambios futuros en las leyes ambientales y de seguridad e higiene o en la interpretación de dichas leyes, incluidos requisitos nuevos o más rigurosos con relación a emisiones atmosféricas, ruidos, residuos peligrosos y descargas de aguas residuales o impuestos verdes, podrían someter a la actividad de la Emisora a un riesgo de mayores costos de capital, operativos o de cumplimiento como consecuencia de dichos cambios y limitar la disponibilidad de fondos para otros fines así como su capacidad de ampliar su infraestructura y satisfacer la mayor demanda, lo cual podría afectar de manera adversa la actividad comercial de la Emisora y los resultados de sus operaciones.

***Las dificultades operativas podrían limitar la capacidad de la Emisora de generar electricidad, lo cual podría afectar seriamente la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.***

Las actividades de generación de energía están sujetas a riesgos operativos específicos del sector, algunos de ellos ajenos al control de la Emisora, entre ellos dificultades mecánicas y de ingeniería imprevistas, bajo rendimiento de las turbinas, interrupción del funcionamiento de las turbinas debido a desgaste y otras fallas de equipos, menores niveles de producción y/o un mayor consumo doméstico no pronosticado, defectos de diseño; escasez, indisponibilidad o altos costos de equipos, suministros, personal y servicios esenciales; accidentes, entre ellos riesgos ambientales tales como derrames de gasoil o filtraciones de gas; daños potenciales a la flora y fauna; el cumplimiento de leyes y reglamentaciones gubernamentales; cambios en el marco regulatorio y posible regulación o intervención del estado; así como litigios y otros conflictos. Asimismo, el costo estimado de ejecutar los planes de expansión de la Emisora podría no ser preciso y continuar dependiendo de una serie de factores, algunos de los cuales son ajenos al control de la Emisora.

El control y manejo de riesgos operativos depende normalmente de la disponibilidad de información adecuada y la capacitación del personal y de la existencia de procesos operativos y planes de mantenimiento preventivo que minimicen la posibilidad y el impacto de cualquiera de estos eventos.

La Emisora puede experimentar dificultades operativas, ya sea como resultado de errores humanos o como consecuencia de ciertos hechos externos, que pueden exigir la suspensión temporaria de actividades, repercutiendo sensiblemente en la disponibilidad de la Emisora. Bajo los PPA para las centrales térmicas de la Emisora, ésta percibe un cargo fijo por energía puesta a disposición que se reduce proporcionalmente en un porcentaje por el desvío respecto de la disponibilidad plena. La Emisora puede estar sujeta a importantes sanciones o a reducciones en sus ingresos si la disponibilidad cae por debajo de ciertos umbrales. Si bien todas las centrales térmicas de la Emisora tienen turbinas de reserva y la Emisora tiene un acuerdo con el fabricante de sus turbinas para garantizar el desempeño de sus parques eólicos y cuenta con un seguro de protección contra riesgos operativos, las dificultades operativas podrían tener un efecto adverso significativo sobre sus actividades, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

***La demanda de electricidad es estacional, en gran medida a causa de las condiciones climáticas.***

La demanda de electricidad es fluctuante según la estación y las condiciones climáticas pueden tener un impacto sustancial y adverso en la demanda eléctrica. Durante el verano (de diciembre a marzo), la demanda de energía eléctrica puede aumentar significativamente por la necesidad de acondicionar el aire, y durante el invierno (de junio a agosto), la demanda eléctrica puede fluctuar por la necesidad de iluminación y calefacción. Como resultado, los cambios de estación pueden afectar de manera sustancial y adversa la demanda de electricidad y, en consecuencia, pueden afectar los resultados de las operaciones.

***La actividad de generación está sujeta a riesgos derivados de desastres provocados por causas naturales o por el hombre en forma accidental o intencional.***

Las instalaciones generadoras de la Emisora, o la infraestructura de transmisión eléctrica o de transporte de terceros de la que depende, pueden sufrir daños por inundaciones, incendios y otros hechos catastróficos derivados de causas naturales o por el hombre, en forma accidental o intencional, tales como descargas de rayos, acumulación de hielo en las aspas, terremotos, tornados, vientos extremos, tempestades severas, incendios forestales y ataques terroristas. Los desastres podrían dañar, o sacar de operación turbinas u otros equipos o instalaciones asociados del proyecto o instalaciones de transporte. La Emisora podría experimentar serias disrupciones en sus negocios, importantes bajas en sus ingresos debido a la menor demanda derivada de hechos catastróficos o costos adicionales significativos que no estén cubiertos de otra forma por cláusulas de seguros de interrupción de la explotación comercial. 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 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 material adverso en los negocios, lo resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

***Los cambios tecnológicos en la industria de energía podrían traer aparejados riesgos para el negocio de la Emisora***.

La industria de energía 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 electricidad, 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.

El surgimiento de nuevas tecnologías que permitan incrementar la eficiencia energética y mejorar la aislación térmica para generación directa de electricidad 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 CO2, o bien de la generación de energía descentralizada, por ejemplo, mediante centrales eléctricas de menor escala ubicadas dentro o en las cercanías de áreas residenciales o instalaciones industriales.

Si la Emisora no logra reaccionar ante los cambios generados por los avances de la tecnología y ante los consiguientes cambios en la estructura del mercado, su situación patrimonial y financiera o de otra índole, o bien sus resultados, operaciones y negocios, podrían verse negativamente afectados.

***La Emisora puede quedar sujeta a expropiación o a riesgos similares.***

La totalidad o prácticamente todos los activos de la Emisora se encuentran ubicados en la Argentina. El giro comercial de la Emisora consiste en la generación de energía eléctrica y, en tal sentido, su actividad comercial o activos pueden ser considerados por el estado como de utilidad pública, o esenciales para la prestación de un servicio público. Por ende, están sujetos a incertidumbre política, incluida la expropiación o la nacionalización de su actividad o de sus activos, o pueden quedar sujetos a renegociación o a la cancelación de los contratos vigentes u otros riesgos similares.

***El cambio climático y las restricciones a las emisiones de gas invernadero pueden afectar los resultados de las operaciones generadas por centrales térmicas***.

Varios países (incluyendo Argentina) han adoptado o están considerando la adopción de marcos regulatorios tendientes a reducir las emisiones de gas invernadero debido a la preocupación sobre el cambio climático. Estas medidas regulatorias en distintas jurisdicciones incluyen la adopción de regímenes de topes y comercio ("***cap and trade***"), impuestos al carbono, mayores estándares de eficiencia e incentivos o mandatos para energía renovable. La creciente preocupación sobre cambio climático y gases invernadero, tales como las plasmadas en el Acuerdo de París COP-21 de Naciones Unidas, puede dar lugar a la imposición de regulaciones ambientales adicionales. El cumplimiento de los cambios en las leyes, reglamentaciones y obligaciones relativas a cambio climático, inclusive como resultado de dichas negociaciones internacionales, podría aumentar los costos de la Emisora relacionados con la operación y el mantenimiento de sus centrales térmicas y requerir la instalación de nuevos controles de emisión por parte de la Emisora, adquirir previsiones o pagar impuestos relacionados con sus emisiones de gas invernadero, u obligarla a administrar y gestionar un programa de emisiones de gas invernadero, lo cual a su vez podría afectar negativamente los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora.

**RIESGOS RELACIONADOS CON LA EMISORA**

***La Emisora podría verse imposibilitada de renovar sus PPAs o entrar en nuevos PPAs para la venta de la capacidad generada y electricidad en el futuro, o dichos PPAs podrían ser modificados o rescindidos unilateralmente.***

La Emisora podría no ser capaz de renovar sus PPAs y ser adjudicada con nuevos PPAs, en términos favorables, incluyendo razones ajenas a la Emisora. A la fecha del presente Prospecto, la vida contractual remanente promedio de nuestros PPA es de 12 años (13 años para nuestros PPA de energía renovable y 3 años para los PPAs de energía térmica,). Véase "Información sobre la Emisora —Generación de Energía—Contratos de Compra de Energía Eléctrica o PPA". No se han firmado PPA con respecto a la central térmica Cruz Alta, pero se rige por el Esquema de Remuneración de Energía Base.

Adicionalmente, los términos y condiciones de los PPA de la Emisora pueden ser modificados o rescindidos unilateralmente o incluso pueden quedar expuestos a incumplimientos contractuales por razones ajenas a su control. Por ejemplo, los PPA para las centrales térmicas de la Emisora conectadas al SADI estipulan que las situaciones de fuerza mayor (según la definición de este instituto en el Código Civil y Comercial de Argentina) que no se subsanen dentro de los 120 días posteriores a la fecha de su comienzo darán derecho a cualquiera de las partes a extinguir el PPA sin la obligación de pagar daños y perjuicios (ni de reclamarle daños y perjuicios) a la otra parte.

La falta de renovación, rescisión o modificación de cualquiera de los PPA de la Emisora en un modo sustancialmente adverso a sus intereses, tendría un efecto sustancial adverso sobre sus negocios y los resultados de sus operaciones.

***Las operaciones de la Emisora pueden tener impacto en las comunidades locales y enfrentar gran oposición de distintos grupos***.

Las operaciones de la Emisora pueden tener impacto en las comunidades locales. Si no se manejan las relaciones con las comunidades locales, gobiernos y organizaciones no gubernamentales, tanto la reputación de la Emisora como su capacidad de poner en funcionamiento sus proyectos de desarrollo podrían verse perjudicados. Asimismo, los costos y el tiempo de gestión requerido para cumplir con las normas de responsabilidad social, relaciones con la comunidad y sustentabilidad podrían aumentar significativamente a lo largo del tiempo.

El desarrollo de centrales de energía nuevas y de las centrales existentes puede generar oposición de parte de distintos grupos de interés, tales como grupos ambientales, titulares de derechos superficiarios, productores, comunidades locales y partidos políticos, entre otros, y todo ello podía repercutir en la reputación y buen nombre de la sociedad desarrolladora. La operación de las actuales centrales térmicas de la Emisora también puede afectar el buen nombre de la Emisora frente a grupos de interés, debido a emisiones de partículas de materia, dióxido de sulfuro y óxidos de nitrógeno. No obstante las inversiones que hizo la Emisora para reducir dichas emisiones, podríamos afectar de forma adversa el medioambiente en el caso de que dichas inversiones no lleguen a cumplir con los resultados esperados. El daño en la relación de la Compañía con los grupos de interés podría impedirle continuar operando los activos que posee en la actualidad y resultar adjudicataria de nuevos proyectos o desarrollarlos, lo que a su vez podría afectar sus negocios y los resultados de sus operaciones.

***La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en forma oportuna, sus pagos de CAMMESA y otros clientes del sector eléctrico, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones. CAMMESA y otros clientes del sector podrían alterar y/o demorar los pagos a los generadores de energía eléctrica***

La Emisora efectúa casi todas sus ventas bajo sus PPA a dos clientes, CAMMESA y ENARSA, que juntos representan el 89%, 91% y el 90% de sus ventas consolidadas para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente. Asimismo, las ventas de las centrales térmicas Cruz Alta, bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base también son efectuadas a CAMMESA.

Además, los pagos que le efectúa CAMMESA dependen de pagos que CAMMESA a su vez recibe de otros agentes del MEM tales como las empresas de distribución de energía eléctrica y del gobierno argentino. Durante la crisis económica argentina de 2001 y 2002, una significativa cantidad de agentes del MEM incurrió en incumplimientos de sus obligaciones de pago a CAMMESA. Más recientemente, desde el 2012, en los periódicos locales se ha informado que las dos distribuidoras de mayor envergadura, Empresa Distribuidora Norte S.A o Edenor y Empresa Distribuidora Sur S.A. o Edesur, incurrieron en incumplimientos de significativos pagos a CAMMESA o sólo efectuaron pagos parciales, lo cual a su vez afectó la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus propias obligaciones de pago a las generadoras, tales como la Emisora.

Además, en los últimos años, el fondo de estabilización administrado por CAMMESA y creado por la Resolución de la SE N° 61/92 para cubrir la diferencia entre el precio spot y el precio estacional de la electricidad o el Fondo de Estabilización, exhibió un déficit en los últimos años principalmente debido a las medidas dictadas bajo la Ley de Emergencia y la

Resolución N° 240/2003. Si bien este déficit está cubierto por el gobierno argentino, no es posible asegurar que el gobierno argentino mantendrá el Fondo de Estabilización o que continuará cubriendo el déficit o que lo hará en tiempo y forma o en lo absoluto.

La imposibilidad por parte de CAMMESA de cobrar pagos de los agentes del MEM o de hacerlo en forma oportuna y el continuo déficit del Fondo de Estabilización han ocasionado importantes atrasos en las obligaciones de pago de CAMMESA hacia las generadoras, tales como la Emisora. La Sociedad no puede garantizar que en el futuro CAMMESA podrá realizar pagos a las generadoras en forma oportuna, ya sea en su totalidad o en lo absoluto. Véase "*Reseña y perspectiva operativa financiera—Principales factores que afectan los resultados de las operaciones de la Emisora—Facturación y cobranzas*."

Asimismo, las tarifas en virtud de los PPAs de la Emisora con CAMMESA están denominadas en Dólares Estadounidenses y son pagaderas en Pesos. Si bien en virtud de los PPAs le corresponde a CAMMESA cubrir los efectos de cualquier fluctuación cambiaria durante los primeros 41 días contados a partir de la fecha de facturación mediante pagos en función del tipo de cambio de referencia a dicha fecha, las fluctuaciones del tipo de cambio pueden tener un impacto negativo en los resultados de la Emisora en tanto se produzca una devaluación del peso durante el período comprendido entre el 42 días desde la fecha de facturación y la fecha de pago efectivo, efecto que podría incrementarse en caso de demoras en el pago. Los resultados de las operaciones de la Emisora se han visto afectados y continuarán siendo afectados por la fluctuación del tipo de cambio del peso frente al Dólar Estadounidense.

La Emisora ha presentado una demanda contra CAMMESA por un monto total de US$13,1 millones, en los que solicita una indemnización por la devaluación del peso durante los períodos transcurridos entre el día 42 posterior a la fecha de liquidación y la fecha de efectivo pago total.

Con respecto a los PPA de la Emisora con ENARSA, ENARSA le ha cedido sus derechos de cobro contra CAMMESA bajo los respectivos Contratos MEM subyacentes, pero no le ha cedido sus obligaciones u otros derechos bajo los mismos. Por ende, los pagos de CAMMESA bajo dichos Contratos MEM dependen del cumplimiento de ciertas obligaciones por parte de ENARSA, que son ajenas al control de la Emisora. No es posible asegurar que el incumplimiento de las obligaciones de CAMMESA o ENARSA bajo los Contratos MEM no dará lugar a retrasos o incumplimientos en los pagos adeudados a la Emisora bajo los Contratos MEM subyacentes a los PPA de la Emisora.

La imposibilidad de CAMMESA de cobrar los pagos de los agentes del MEM o de hacerlo en forma oportuna, el déficit permanente del Fondo de Estabilización y el incumplimiento de las obligaciones de CAMMESA o ENARSA bajo los Contratos MEM subyacentes a los PPA de la Emisora con ENARSA podrían afectar negativamente la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus propios pagos en su totalidad, en forma oportuna o en lo absoluto, lo cual podría tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de las operaciones de la Emisora y su situación patrimonial.

No podemos asegurar que nuestros PPAs se vean afectados por eventuales regulaciones emitidas por las autoridades competentes que puedan tener un efecto material adverso en nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones.

***Puede haber factores ajenos al control de la Emisora que impidan o demoren el inicio de operaciones de sus proyectos de ampliación.***

La Emisora cuenta con expansiones en desarrollo. Véase "*Descripción de las actividades y negocios— Importante participación en el sector de generación de energía de Argentina*." Asimismo, la Emisora ha participado y seguirá participando en licitaciones para fuentes de energías renovables y térmicas anunciadas por el gobierno argentino. Sin embargo, no es posible garantizar a los inversores que nuestras ofertas resultarán satisfactorias o que seremos capaces de celebrar nuevos PPAs en el futuro.

Las demoras en la construcción o en el inicio de las operaciones de nuestros proyectos de ampliación de la Emisora podrían acarrear un incremento de la necesidad de financiamiento de la Emisora y también provocar que sus retornos financieros sobre las nuevas inversiones sean menores a los previstos, lo cual podría afectar sustancialmente y de manera adversa su situación patrimonial. Entre los factores que pueden tener incidencia en la capacidad de la Emisora de construir o de comenzar a operar en sus plantas actuales o en las nuevas cabe mencionar los siguientes: (i) imposibilidad de los contratistas de concluir o poner en marcha las instalaciones o instalaciones auxiliares en la fecha convenida o dentro del presupuesto; (ii) demoras imprevistas para proporcionar o acordar la proyección de hitos en la construcción o el desarrollo de la infraestructura necesaria relacionada con nuestra actividad de generación; (iii) demoras o imposibilidad de los proveedores de turbinas u otro equipamiento para suministrar turbinas plenamente operativas en forma puntual; (iv) dificultades o demoras en la obtención del financiamiento necesario en condiciones que le resulten satisfactorias o no poder obtenerlo en absoluto; (v) demoras en la obtención de las aprobaciones regulatorias, incluyendo los permisos

ambientales; (vi) decisiones judiciales contra las aprobaciones gubernamentales ya otorgadas, tales como permisos ambientales; (vii) escasez o aumentos de precios de los equipos, lo que se refleja en órdenes de cambio, materiales o mano de obra; (viii) oposición de sectores políticos, ambientales y étnicos locales y/o internacionales; (ix) huelgas; (x) cambios adversos en el entorno político y regulatorio en la Argentina; (xi) problemas geológicos, ambientales o de ingeniería imprevistos; (xii) desastres naturales y condiciones meteorológicas severas, (incluyendo de rayos, acumulación de hielo en las aspas, terremotos, tornados, vientos extremos, tempestades severas, e incendios forestales), accidentes u otros sucesos imprevistos. No es posible asegurar a los inversores que los excesos de costos no serían sustanciales. Asimismo, debido a la competencia existente entre los generadores en estos procesos licitatorios y a la limitada capacidad adjudicada en estos procesos, la Emisora no puede predecir si será la adjudicataria de nuevos proyectos.

Con respecto a los proyectos de expansión podemos estar sujetos a grandes multas si nuestros proyectos no alcanzarán la fecha de FOC contemplada en el PPA. Véase "*Información sobre la Emisora—Generación de Energía—Contratos de Compra de Energía Eléctrica o PPA.*"

**La actividad comercial de la Emisora requerirá inversiones en activos fijos considerables para las necesidades de mantenimiento permanente y la ampliación de la capacidad de generación instalada actual de la Emisora y la Emisora pretende financiar parte de esos gastos mediante la oferta pública en los mercados de capitales**.

Se necesitarán inversiones en activos fijos considerables para financiar el mantenimiento necesario para preservar el rendimiento operativo y de generación eléctrica de la Emisora y mejorar las capacidades de sus instalaciones generadoras de electricidad. Las plantas y equipos más antiguos, a pesar de su buen mantenimiento, pueden requerir importantes gastos de capital para lograr un funcionamiento continuo y eficiente, o adaptarlos a las nuevas normas ambientales. Las plantas más nuevas pueden también requerir gastos de capital adicionales para optimizar el rendimiento operativo. Asimismo, se necesitarán inversiones en activos fijos para financiar el costo de la ampliación actual y futura de la capacidad de generación de la Emisora. La Emisora tiene previsto financiar una porción significativa de esos gastos mediante la emisión de títulos de deuda u otros instrumentos en los mercados de capitales nacional e internacional. La capacidad de obtener financiamiento de la Emisora depende de numerosos factores, algunos de los cuales están ajenos a su control, por ejemplo, las condiciones económicas y del mercado a nivel mundial, las condiciones macroeconómicas generales en Argentina, las restricciones que imperan en el mercado, en general y, en particular, las limitaciones sobre la disponibilidad de financiación para las empresas argentinas y también por el contrato de fideicomiso que regula la emisión de las Obligaciones Negociables Serie XXXI a 8,750% con vencimiento en 2027 y dependerá en parte de sus negocios y resultados operativos y de la percepción del mercado de su habilidad para repagar nuestra deuda. Si la Emisora no puede financiar dichos gastos de capital en términos satisfactorios o en absoluto, el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera podrían verse negativamente afectados.

**Es posible que la Emisora no pueda hacer adquisiciones exitosas.**

En 2017, la Emisora adquirió la central termoeléctrica Cruz Alta (a través de la adquisición de GETSA) y el Parque Eólico Trelew (a través de la adquisición del Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.) y en abril de 2018 adquirió las centrales Solares Fotovoltaicas de Ullum (a través de las sociedades Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3). La estrategia de crecimiento de la Emisora podría requerir que la Emisora evalúe oportunidades de adquisiciones estratégicas para ampliar sus operaciones y su presencia geográfica en el futuro, pero es posible que no pueda identificar oportunidades de adquisiciones adecuadas, o, de hacerlo, es posible que pague de más por estas adquisiciones o que no pueda negociar términos y condiciones que sean aceptables para la Emisora. También es posible que la Emisora tenga dificultades para obtener financiamiento para pagar las adquisiciones. Además, es posible que la Emisora no pueda obtener las aprobaciones regulatorias, incluidas las aprobaciones de defensa de la competencia, que son necesarias para completar las adquisiciones. Incluso si la Emisora pudiera consumar con éxito una adquisición, podría tener problemas para integrar sus adquisiciones de manera eficaz y rentable para sus operaciones. La integración de una adquisición implica una serie de factores que pueden afectar las operaciones de la Emisora, como por ejemplo el desvío de la atención de la gerencia, dificultades para retener personal y el ingreso a mercados desconocidos. Es posible que los negocios adquiridos no alcancen los niveles de productividad anticipados o que no tengan el rendimiento esperado. Asimismo, es posible que la Emisora esté sujeta a pasivos no divulgados relacionados con contingencias laborales, comerciales, civiles, impositivas, penales y ambientales incurridas por las empresas que adquiera como parte de su estrategia de crecimiento, que la Emisora no pueda identificar o que no cuenten con la indemnidad adecuada en virtud de sus acuerdos de adquisiciones con los vendedores de esas empresas, en cuyo caso su situación financiera y los resultados de sus operaciones podrían verse afectados en forma negativa y adversa. Incluso si tales pasivos fueran asumidos por los vendedores, la Emisora podría tener dificultades para hacer cumplir sus derechos contractuales o de otra naturaleza. La Emisora no puede garantizar que las futuras adquisiciones cumplirán con sus objetivos estratégicos.

***La Emisora podría estar sujeta a importantes penalidades o pasivos y a menores ingresos ante el incumplimiento de sus PPA.***

La Emisora podría ser objeto de importantes penalidades o registrar menores ingresos en caso de incumplimiento de sus PPA. De conformidad con sus PPA para sus centrales térmicas, se recibe un pago por disponibilidad fijo que se reduce en forma proporcional al porcentaje de desviación de la disponibilidad plena. Si la disponibilidad de la Emisora cae por debajo de ciertos umbrales, puede ser objeto de penalidades. Durante el año 2016 y 2017, la Emisora fue multada por US$0,1 y US$0,2 millones en cada periodo, respectivamente, como resultado de no haber cumplido con la disponibilidad mínima establecida por los umbrales de ciertas plantas. Por otra parte, bajo los PPA de nuestros proyectos de ampliación, la Emisora está obligada a cumplir con ciertas fechas de inicio de operación comercial para los proyectos. El no hacerlo, cuando no se hubiera producido un caso de fuerza mayor, podría derivar en la imposición de grandes penalidades o pasivos. Durante 2017, recibimos el reclamo de una multa de Ps.37 millones (aproximadamente US$2 millones) por parte de CAMMESA por la incapacidad de cumplir con el COD programado, establecida por CAMMESA con respecto al proyecto de expansión Bragado II de la Emisora. El 20 de marzo de 2017, la Emisora objetó la multa y rechazó la factura correspondiente. CAMMESA comenzó, en noviembre de 2018, a debitar mensualmente de la cuenta corriente de Genneia, el importe total de la multa, en 48 cuotas en Dólares Estadounidenses, con un interés del 1,7% anual sobre el saldo. En diciembre de 2019, la Emisora inició una demanda judicial contra CAMMESA y la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación, con el objeto de que se deje sin efecto la penalidad impuesta por CAMMESA. Dichas penalidades podrían dar lugar a un efecto adverso sobre los negocios de la Emisora y los resultados de sus operaciones.

**La Emisora depende de terceros y su tecnología para la operación de sus parques eólicos**.

La Emisora depende de su proveedor de servicios, Vestas, para operar sus parques eólicos Rawson I, II y III, Villalonga I y II, Chubut Norte I, Madryn I y Madryn II y Necochea, y de Nordex para sus parques eólicos Pomona I & II. La Emisora prevé utilizar a Vestas, Nordex, o cualquier otro tercero líder mundial proveedor de servicios con un sólido historial para operar sus nuevos proyectos de parques eólicos en un futuro inmediato. En consecuencia, la disponibilidad y el funcionamiento los parques eólicos operativos, y los proyectos de nuevos parques eólicos, pueden depender de factores que exceden el control de la Emisora, incluyendo la calidad y continuidad del servicio provisto por el proveedor de servicios pertinente y el continuo rendimiento de la tecnología que proveen.

Si la Emisora experimentare interrupciones en el rendimiento de su tecnología o si no pudiera encontrar proveedores de servicios habilitados, el funcionamiento de los parques eólicos podría verse perjudicados. En consecuencia, el negocio de Genneia y los resultados de sus operaciones podrían verse afectados negativamente por su dependencia de proveedores de servicios.

**Una nueva tecnología de generación de energía más eficiente podría afectar negativamente los negocios y resultados de las operaciones de la Emisora**.

La introducción de tecnología generadora más eficiente podría afectar de manera adversa a la competitividad de las centrales térmicas de la Emisora en el orden de despacho. En este sentido, la Emisora podría enfrentarse con un potencial desplazamiento en el orden de mérito para el despacho a medida que estén disponibles en el mercado tecnologías nuevas y más eficientes. Cualquier situación de desplazamiento en el orden de mérito podría afectar la competitividad de la Emisora y por ende incidir en su capacidad de renovar o celebrar nuevos PPA a largo plazo para sus centrales térmicas. En caso de no poder renovar o celebrar nuevos PPA de largo plazo, la Emisora podrá verse obligada a vender electricidad bajo otros marcos regulatorios a precios que pueden ser inferiores a los fijados en sus PPA. Si la Emisora no puede obtener PPA de lago plazo para sus centrales térmicas, la Emisora podría experimentar mayor volatilidad en sus utilidades y flujos de fondos lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre sus negocios, resultados de operaciones o situación patrimonial.

**La Emisora está sujeta a leyes y reglamentaciones anticorrupción, anti-soborno, anti-lavado de dinero y antimonopolio de Argentina, y la violación de dichas leyes o reglamentaciones podría tener un efecto negativo significativo sobre la reputación de la Emisora y los resultados de sus operaciones**.

Los principales clientes de la Emisora son entidades controladas por el gobierno argentino o entidades en las que este último tiene participación. La Emisora se encuentra sujeta a las leyes que rigen contra la corrupción, el soborno, el lavado de dinero, la defensa de la competencia y demás leyes y reglamentaciones internacionales y debe cumplir con las leyes y reglamentaciones aplicables de Argentina. Por su parte, la Emisora se encuentra sujeta a reglamentaciones relativas a sanciones económicas que restringen su capacidad de llevar a cabo transacciones con países, individuos y entidades

sancionados. La Emisora no puede asegurar a los posibles inversores que sus políticas y procedimientos internos serán suficientes para impedir o detectar todas las prácticas indebidas, actos de fraude o violaciones de la ley por parte de sus afiliadas, empleados, directores, funcionarios, socios, representantes y proveedores de servicios, ni que dichas personas no llevarán a cabo actos que puedan transgredir las políticas y procedimientos de la Emisora. Todo incumplimiento por parte de la Emisora de las leyes que rigen contra el soborno y la corrupción o de las reglamentaciones relacionadas con sanciones podría tener un efecto adverso significativo en su giro comercial, reputación y resultado de las operaciones.

**Los conflictos con los sindicatos y el aumento de salarios y/o beneficios para los empleados pueden afectar en forma adversa las operaciones de la Emisora**

El personal de operación y mantenimiento de las centrales térmicas de la Emisora (que durante el período el 31 de diciembre de 2023 representaba 18,77% de su dotación) se encuentra afiliado al sindicato de Luz y Fuerza y el 1,12% se encuentra afiliado a otros sindicatos. Aproximadamente el 19,89% de los trabajadores de la Emisora se encuentra cubiertos por beneficios otorgados por convenios colectivos de trabajo. Además, los empleados de ciertos proveedores de servicios a los parques eólicos de la Emisora son miembros de sindicatos. Si bien históricamente la Emisora ha tenido buenas relaciones con sus sindicatos y no ha experimentado huelga alguna en la historia de la empresa (excepto un paro corto de empleados de un proveedor de servicios externo), no se puede garantizar que la Emisora no será objeto de huelgas, alteraciones o paros laborales en el futuro. Los conflictos con estos sindicatos, las acciones gremiales organizadas tales como las alteraciones o paros laborales o los requerimientos de subas salariales o mejoras de los beneficios como resultado de nuevos convenios colectivos de trabajo, reglamentaciones o políticas gubernamentales o por otras causas podrían ocasionar efectos materiales adversos sobre la actividad de la Emisora, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

**Genneia puede enfrentar riesgos relacionados con ciertas acciones judiciales que podrían afectar seriamente su actividad y los resultados de sus operaciones en caso de un pronunciamiento desfavorable**.

La actividad de la Emisora puede exponerla a conflictos laborales, civiles, comerciales, regulatorios, impositivos y administrativos, sumarios gubernamentales y acciones penales, entre otras acciones judiciales, que de resolverse en forma adversa para la Emisora, ya sea total o parcialmente, darían lugar a multas, indemnizaciones por daños y perjuicios, y sanciones o medidas precautorias complementarias que afecten su capacidad de continuar sus operaciones o ser adjudicados con acuerdos futuros, concesiones, permisos o licencias por el gobierno argentino, lo que a su vez afectaría sus negocios y los resultados de sus operaciones. Véase "*Información sobre la Emisora —Procedimientos Judiciales.*" Si bien en términos generales Genneia puede oponerse a tales fallos desfavorables y recurrir a la cobertura de seguros cuando corresponda, las acciones judiciales son intrínsecamente costosas e impredecibles con lo cual resulta difícil estimar con precisión su resultado. Si bien la Emisora considera que ha previsionado y prevé continuar previsionando dichos riesgos de forma adecuada en base a las opiniones y asesoramiento de sus abogados externos y en cumplimiento de las normas contables aplicables, estas contingencias están sujetas a cambios a medida que se desarrolla información nueva y debido a las incertidumbres inherentes al proceso de estimación, los montos que la Emisora previsiona pueden ser significativamente diferentes de los montos que luego deba pagar si las acciones son resueltas total o parcialmente en contra de la Emisora.

**El desempeño de la Emisora depende en gran medida de la posibilidad de contratar y conservar a personal clave.**

La actividad de la Emisora y su desempeño, así como la operación de sus negocios, dependen del aporte de su gerencia de primera línea y de su equipo de ingenieros y otros empleados clave altamente idóneos. La Emisora depende de su capacidad para atraer, capacitar, motivar y retener personal clave de gerencia y especializado con las aptitudes y la experiencia necesarias. No podemos asegurar que se tendrá éxito en la retención y la atracción de personal clave y el reemplazo de cualquier empleado clave que pueda abandonar la empresa puede ser dificultoso e insumir mucho tiempo. La pérdida de la experiencia y los servicios del personal clave o la incapacidad de contratar recursos humanos adecuados en su reemplazo o staff adicional podrían tener un efecto material adverso significativo sobre la actividad de la Emisora.

**Puede suceder que la Emisora no cuente con seguros suficientes para cubrir todas las pérdidas potenciales y el costo de su cobertura de seguros actual podría incrementarse, lo cual podría afectar su actividad y los resultados de sus operaciones en forma adversa.**

La Emisora mantiene cobertura de seguros para mitigar los principales riesgos asociados a las industrias en las que lleva adelante sus actividades. En Argentina no están disponibles pólizas de seguros contra determinados riesgos, tales como los riesgos ambientales. No es posible asegurar que todos los riesgos a los que se encuentra expuesta la Emisora se encuentran

cubiertos por los seguros vigentes. Tampoco es posible asegurar que sus pólizas de seguros brindan cobertura suficiente para cualquier riesgo o pérdida en particular. Si ocurriera un accidente u otro evento que no estuviera cubierto por las pólizas de seguros de la Emisora y las pérdidas superaran el monto asegurado la Compañía podría sufrir serias pérdidas o tener que desembolsar montos significativos de sus propios fondos, lo que tendría un efecto adverso significativo sobre su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones.

Las pólizas de seguros de la Emisora son objeto de revisión periódica por parte de sus brokers de seguros o estudios independientes. En el futuro, la Emisora podría no obtener seguros, ya sea bajo términos similares a los de sus pólizas actuales o en lo absoluto. Si los montos de sus primas suben, puede suceder que la Emisora no pueda mantener una cobertura comparable a su cobertura actual o puede suceder que sólo pueda hacerlo a un costo significativamente superior. Todo costo adicional podría tener un efecto adverso significativo sobre la actividad de la Emisora, su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones.

**La Emisora puede experimentar dificultades en la obtención de seguros de caución por incumplimiento que la Emisora necesita en el giro normal de sus negocios o enfrentar desafíos en el cumplimiento de las obligaciones potenciales de reembolso derivados de dichos instrumentos.**

La Emisora debe presentar seguros de caución para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones de acuerdo con sus PPA tanto hasta alcanzar la fecha de habilitación comercial o a lo largo de todo su plazo y puede experimentar dificultades para obtenerlos y mantenerlos. Además, la Emisora podría estar sujeta a la obligación de devolver los desembolsos realizados bajo dichos instrumentos en el caso de que deban realizarse desembolsos tales debido a su incapacidad para llevar a cabo satisfactoriamente sus obligaciones en relación con los acuerdos de los mismos que pueden expedirse. No mantener o no presentar seguros de caución por incumplimiento u otros avales, o cualquier incumplimiento que lleve a la obligación de realizar un desembolso bajo las fianzas de cumplimiento, podría tener un efecto adverso sustancial sobre la actividad de la Emisora y los resultados de sus operaciones. Al momento la emisora emitió todas las cauciones requeridas para la firma del PPA.

**La actividad de generación implica el manejo de elementos peligrosos como ser los combustibles que tienen asociado un potencial riesgo para las instalaciones o lesiones para el personal de la Emisora**.

Si bien la Emisora cumple con todas las normas y mejores prácticas relativas a la seguridad ambiental, un siniestro que involucre los combustibles con los cuales opera la Emisora podría tener consecuencias de impacto ambiental, daño en las instalaciones industriales y lesiones a su personal.

**Los ataques cibernéticos podrían afectar el negocio, la situación financiera y los resultados de operaciones de la Emisora**.

Los riesgos de seguridad informática han aumentado en general en los últimos años debido a la proliferación de nuevas tecnologías y la mayor sofisticación y actividades de los ataques cibernéticos. La Emisora tiene cada vez más equipos y sistemas conectados a Internet. Debido a la naturaleza crítica de su infraestructura y la mayor accesibilidad permitida a través de la conexión a Internet, la Emisora podría enfrentar un aumento del riesgo de sufrir ataques cibernéticos. Por ejemplo, el rendimiento de nuestras turbinas de vientos está monitoreado de manera remota vía internet. La Emisora no ha sido sujeto de ataques en el pasado. En el supuesto de producirse tal ataque, podría sufrir una interrupción de las operaciones, daños materiales y robo de información de clientes; experimentar significativas pérdidas de ingresos, costos de respuesta y otras pérdidas financieras; y asimismo quedar sujeta a mayores litigios judiciales y daños a su reputación. Los ataques cibernéticos podrían afectar negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

**La Emisora depende de sistemas informáticos y de procesamiento para desarrollar su actividad comercial, y la falla de tales sistemas podría afectar de manera adversa a sus negocios y los resultados de sus operaciones.**

Contar con sistemas informáticos y de procesamiento es vital para tener capacidad de monitoreo de las plantas de la Emisora, para el desempeño de su red y la prestación adecuada de sus servicios, la facturación a los clientes, el control de costos y el logro de eficiencias operativas. La Emisora evalúa, actualiza y moderniza sus sistemas en forma periódica, según resulta necesario, empleando sus técnicos internos y prestadores de servicios externos. Sin embargo, cualquier falla de los técnicos internos o de los prestadores de servicios externos que impida una integración y actualización exitosa de sus sistemas o la prestación adecuada de sus servicios, así como toda falla de funcionamiento de estos sistemas a futuro, podría tener un impacto sustancialmente adverso en la actividad comercial de la Emisora y los resultados de sus operaciones.

**RIESGOS RELACIONADOS CON LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES**

***Los acontecimientos en otros mercados emergentes pueden afectar negativamente el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.***

El precio de mercado de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente puede verse negativamente afectado por acontecimientos en los mercados financieros internacionales y la situación económica mundial. Los mercados de valores de Argentina están influenciados en diversos grados por las condiciones económicas y de mercado de otros países, especialmente los de América Latina y otros mercados emergentes e independientes. Aunque las condiciones económicas son diferentes en cada país, la reacción de los inversores a los acontecimientos de un país puede afectar los títulos de emisoras de otros países, entre ellos Argentina. No es posible asegurar que el mercado de valores de emisoras argentinas no se verá afectado de forma negativa por los acontecimientos de otros países o que dichos acontecimientos no tendrán un impacto negativo sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Por ejemplo, el aumento de las tasas de interés en un país desarrollado como Estados Unidos o un acontecimiento negativo en un mercado emergente o independiente puede generar importantes salidas de capitales de Argentina y provocar una caída en el precio de negociación de las Obligaciones Negociables.

***Podría no existir un mercado de negociación establecido para las Obligaciones Negociables, y el valor de mercado de las Obligaciones Negociables podría ser incierto.***

Cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables emitidas bajo el Régimen de Emisor Frecuente constituirá una nueva emisión de títulos sin mercado de negociación establecido y sin antecedentes de negociación previos. La Compañía no puede garantizar a los inversores el desarrollo futuro de un mercado para las Obligaciones Negociables, la capacidad de los tenedores de vender sus Obligaciones Negociables o el precio al que los tenedores podrán vender sus Obligaciones Negociables.

Asimismo, la liquidez y el mercado de negociación de las Obligaciones Negociables puede verse adversamente afectado por cambios en las tasas de interés, reducciones y volatilidad del mercado respecto de títulos similares, incluyendo reducciones y volatilidad en los mercados de títulos de otros emisores privados de mercados emergentes, y la falta de satisfacción de las expectativas de los analistas o inversores de los títulos respecto del resultado operativo de la Compañía en uno o más períodos futuros.

En caso de desarrollarse un mercado para las Obligaciones Negociables, éstas podrían ser negociadas a precios mayores o menores que el precio de oferta inicial, dependiendo de varios factores, algunos de los cuales se encuentran fuera de nuestro control. El organizador no tiene la intención de crear un mercado para las Obligaciones Negociables. A menos que el Suplemento de Prospecto de una oferta particular de Obligaciones Negociables establezca lo contrario, debe reconocerse que el organizador no estará obligado a crear un mercado para las Obligaciones Negociables y que toda actividad de creación de mercado puede ser interrumpida en cualquier momento sin notificación previa y a exclusivo criterio del organizador.

***Los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían tener dificultades para hacer valer la responsabilidad civil de la Emisora, sus directores, funcionarios, personas controlantes y ciertos profesionales.***

La Emisora está constituida bajo las leyes de Argentina. En su amplia mayoría, nuestros directores y funcionarios, así como también los profesionales mencionados en el presente Prospecto, tienen su domicilio en Argentina. Asimismo, la totalidad o una parte significativa de los activos de la Emisora, así como los activos de sus respectivos directores y funcionarios, están ubicados fuera de Estados Unidos. Por ende, podría ser dificultoso o imposible para los tenedores de Obligaciones Negociables cursar notificaciones judiciales dentro de Estados Unidos a dichas personas, bajo las leyes estadounidenses u otras leyes extranjeras en materia de títulos valores. En base a la opinión de los asesores jurídicos de la Emisora en Argentina, existe duda respecto de la exigibilidad contra la Emisora y contra dichas personas en Argentina, ya sea en acciones originales o acciones tendientes a hacer valer sentencias de tribunales estadounidenses u otros tribunales extranjeros, de responsabilidades fundadas únicamente en las leyes federales estadounidenses u otras leyes extranjeras en materia de títulos valores y respecto de la exigibilidad ante tribunales argentinos de sentencias de los tribunales estadounidenses u otros tribunales no argentinos obtenidas en acciones establecidas en virtud de las disposiciones en materia de responsabilidad civil de las leyes federales estadounidenses u otras leyes extranjeras en materia de títulos valores.

Además, los tribunales argentinos no ordenarán un embargo preventivo o ejecutivo con respecto a bienes ubicados en Argentina cuando, en base a lo determinado por dichos tribunales, dichos bienes estén afectados a la prestación de servicios públicos esenciales. Los activos relacionados con el negocio de generación de energía de la Emisora se consideran parte de una actividad de interés general, y su embargo no está restringido por imperio de la ley. Si un tribunal argentino efectuara tal determinación con respecto a cualquiera de los activos de la Emisora, salvo que el gobierno argentino expresamente renunciara a ello con el alcance permitido por la ley aplicable, tales activos no estarían sujetos a embargo, ejecución u otro proceso legal en la medida en que se mantenga dicha determinación, y como resultado la capacidad de los acreedores de la Emisora de hacer valer una sentencia contra tales activos podría verse afectada negativamente.

***En caso de un proceso concursal o acuerdo preventivo extrajudicial, los obligacionistas podrían votar de forma diferente de los demás acreedores.***

En caso que la Compañía se encontrare sujeta a concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial y/o un proceso similar, las normas argentinas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente (incluyendo, sin limitación las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables) estarán sujetas a las disposiciones previstas por la Ley de Concursos y Quiebras, y demás normas aplicables a procesos de reestructuración empresariales y, consecuentemente, algunas disposiciones de las Obligaciones Negociables no se aplicarán.

La normativa de la Ley de Concursos y Quiebras establece un procedimiento de votación diferencial al de los restantes acreedores quirografarios a los efectos del cómputo de las mayorías requeridas (las cuales exigen mayoría absoluta de acreedores que representen 2/3 partes del capital quirografario). Conforme este sistema, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables puede ser significativamente menor al de los demás acreedores financieros de la Compañía en caso de un proceso concursal.

En adición a ello, ciertos precedentes jurisprudenciales han sostenido que aquellos tenedores de las Obligaciones Negociables que no asistan a la asamblea para expresar su voto o que se abstengan de votar, no serán computados a los efectos de los cálculos que corresponden realizar para determinar las mayorías requeridas para aprobar un acuerdo concursal. Por ende, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables con relación al de los restantes acreedores financieros y comerciales pueda verse disminuido.

***Si la Emisora entrase en estado de insolvencia, proceso judicial de reorganización o liquidación o si entra en un acuerdo de reorganización extrajudicial y/o cualquier otro procedimiento similar, ciertos términos y condiciones de las obligaciones negociables pueden no ser aplicables bajo ley Argentina.***

En caso de un proceso de reorganización judicial, acuerdo preventivo extrajudicial o un procedimiento similar relacionado con la Emisora, las reglamentaciones argentinas actuales aplicables a las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables Argentina) estarán sujetos a las disposiciones de la ley de concursos y quiebras de Argentina, tal y como fuera enmendada, y a todas las demás leyes y reglamentaciones aplicables a los procedimientos de reorganizaciones comerciales y, en consecuencia, ciertos términos y condiciones de las Obligaciones Negociables podrán no ser de aplicación (por ejemplo, la aprobación unánime de los tenedores para modificar ciertas disposiciones de las Obligaciones Negociables). La ley de Obligaciones Negociables de Argentina difiere de aquella aplicada en los Estados Unidos.

En especial, la Ley de Concursos y Quiebras establece que, en caso de títulos emitidos en serie, como es el caso de las Obligaciones Negociables, sus tenedores participarán en la votación efectuada a fin de obtener el consentimiento necesario para aprobar un acuerdo con los acreedores y/o la restructuración de las deudas de la Emisora sujeto a un procedimiento para el cálculo de mayorías diferente al requerido con respecto a otros acreedores quirografarios. Bajo dicho procedimiento: (i) los tenedores se reunirán en asamblea convocada por el fiduciario o por el juez competente, en su caso; (ii) en ella, tenedores presentes expresarán a través de su voto su conformidad o rechazo de la propuesta de acuerdo preventivo que les corresponda y manifestarán a qué alternativa adhieren para el caso que la propuesta fuere aprobada; (iii) el plan se considerará aprobado o rechazado en base al monto de capital total que vote a favor y el monto de capital total que vote en contra de la propuesta, más el acuerdo de los demás acreedores; (iv) la conformidad será exteriorizada por el fiduciario o por quien haya designado la asamblea, sirviendo el acta de la asamblea como instrumento suficiente; (v) podrá prescindirse de la asamblea cuando el fideicomiso o las normas aplicables a él prevean otro método de obtención de aceptaciones de los titulares de créditos que el juez estime suficiente; (vi) en los casos en que sea el fiduciario quien haya resultado verificado o declarado admisible como titular de los créditos, de conformidad a lo previsto en el artículo 32 de la Ley de Concursos y Quiebras, éste podrá desdoblar su voto; se computará como aceptación por el capital de los beneficiarios que hayan expresado su conformidad con la propuesta de acuerdo al método previsto en el fideicomiso o en

la ley que le resulte aplicable; y como rechazo por el resto. Se computará en la mayoría de personas como una aceptación y una negativa; (vii) en el caso de legitimados o representantes colectivos verificados o declarados admisibles en los términos del artículo 32 de la Ley de Concursos y Quiebras, en el régimen de voto se aplicará el inciso (vi); (viii) en todos los casos, el juez podrá disponer las medidas pertinentes para asegurar la participación de los acreedores y la regularidad del proceso de votación; y (ix) al calcular los votos en relación con la propuesta en la asamblea de tenedores, todos los votos positivos se considerarán a favor de la propuesta, y todos los votos negativos se considerarán en contra de la propuesta.

Asimismo, los obligacionistas que no se encuentren presentes en la asamblea o que se abstengan de votar no serán considerados al calcular la mayoría requerida. Como consecuencia del mecanismo por el cual se calcula la mayoría, en caso de restructuración de la deuda de la Emisora, la capacidad de negociación de los obligacionistas podrá verse reducido en comparación al de otros acreedores.

***Las obligaciones bajo las Obligaciones Negociables estarán subordinadas a ciertas preferencias establecidas por ley.***

La Compañía ofrece Obligaciones Negociables con garantía común sobre su patrimonio. Conforme a la ley de quiebras de Argentina, las obligaciones bajo las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertos privilegios legales. En caso de liquidación, tales créditos con privilegios legales, incluyendo, a título ilustrativo, créditos laborales, créditos derivados de obligaciones garantizadas, pagos de aportes previsionales, impuestos y gastos causídicos tendrán preferencia sobre otros créditos, incluyendo los créditos de cualquier persona que invierta en las Obligaciones Negociables. Si existieran activos remanentes luego del pago a los acreedores privilegiados, podrían ser insuficientes para satisfacer los créditos de los tenedores de las Obligaciones Negociables con garantía común sobre su patrimonio y de cualquier otra deuda con garantía común sobre su patrimonio, entre ellos los acreedores comerciales, que tienen igual rango de prioridad que los tenedores de las Obligaciones Negociables.

***Las sentencias de tribunales argentinos para hacer valer obligaciones denominadas en moneda extranjera podrían ordenar el pago en Pesos Argentinos.***

Si se interpusiera una acción ante los tribunales de Argentina con el fin de hacer valer las obligaciones de la Emisora bajo las Obligaciones Negociables, dichas obligaciones podrían ser pagaderas en Pesos Argentinos en un monto igual al monto de Pesos Argentinos requerido para liquidar la obligación denominada en moneda extranjera bajo los términos acordados y sujeto a la ley aplicable o, alternativamente, en base al tipo de cambio del peso argentino frente al Dólar Estadounidense vigente al momento del pago. No es posible garantizar que dichos tipos de cambio brindarán a los inversores una compensación total del monto invertido en las Obligaciones Negociables más los intereses devengados.

A la fecha del presente Prospecto, la Compañía no se encuentra en mora en los pagos de amortización de capital y/o intereses de valores negociables con oferta pública.

***Los controles y restricciones cambiarias a las transferencias al exterior podrían afectar la capacidad de los inversores de recibir pagos respecto de las Obligaciones Negociables o de repatriar la inversión en las Obligaciones Negociables.***

El 1° de septiembre de 2019, ante diversos factores que impactaron en la evolución de la economía doméstica y la incertidumbre provocada en los mercados financieros, y en respuesta a la inquietud del gobierno nacional acerca de la inestabilidad cambiaria general y la incertidumbre generada en el marco del proceso eleccionario en curso, el gobierno nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 609/2019 junto con la Comunicación "A" 6770 del Banco Central (modificada y complementada por varias comunicaciones posteriores incluyendo el texto ordenado dispuesto por la Comunicación "A" 6844 del Banco Central) mediante las cuales se estableció, inicialmente, hasta el 31 de diciembre de 2019, entre otras medidas, la prohibición de acceder al mercado de cambios para el pago de deuda y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, y para operaciones concertadas a partir del 1º de septiembre de 2019. Mediante el Decreto N° 91/2019 y las Comunicaciones "A" 6854 y 6856 del Banco Central, se dispuso la continuación de los controles cambiarios por tiempo indeterminado. Para más información sobre los controles de cambio vigentes a la fecha del presente, por favor véase la sección *"Información Adicional—c) Controles de Cambio*" del presente Prospecto.

A la fecha del presente Prospecto, la obligación estipulada por el punto 3.17 de las normas cambiarias del BCRA relativa a que quienes registraran vencimientos de capital de deuda financiera por un monto mayor al equivalente a US$ 2 millones por mes calendario, hasta el 31 de diciembre de 2023, debían refinanciarlos y que el Banco Central otorgaba acceso al mercado de cambios en los plazos originales por un monto de hasta 40% de los vencimientos -o superior, sólo si se cumplían determinadas condiciones- y debiendo refinanciarse el resto del capital a un plazo de, como mínimo, dos años de vida promedio, fue dejada sin efecto. Sin perjuicio de ello, no es posible garantizar que se emitan otras regulaciones con efectos

similares y que ello no exija la refinanciación de otras obligaciones de la Emisora o una nueva refinanciación de las Obligaciones Negociables, y que ello tenga un impacto negativo sobre la misma, y en particular, que no afecte la capacidad de la Emisora de hacer frente a sus obligaciones en moneda extranjera.

Por último, a la fecha de este Prospecto, no es posible predecir si Argentina impondrá mayores controles cambiarios y restricciones a las transferencias, entre otras cosas, en respuesta a fugas de capitales o a una depreciación significativa del Peso. En ese caso, la capacidad de la Emisora de realizar pagos al exterior podría verse afectada, y por ende la capacidad de los inversores de recibir pagos respecto de las Obligaciones Negociables podría verse afectada.

***La información disponible al público sobre sociedades que cotizan en bolsa en Argentina es generalmente menos detallada y no se actualiza con tanta frecuencia como la información publicada regularmente por o sobre sociedades que cotizan en bolsa en Estados Unidos.***

La información disponible al público sobre emisoras de títulos listados en el BYMA, como es el caso de la Emisora, brinda menos detalles en ciertos aspectos que la información publicada regularmente por o sobre sociedades que cotizan en bolsa en Estados Unidos y ciertos otros países. Asimismo, las reglamentaciones que rigen el mercado de valores de Argentina no son tan exhaustivas como las vigentes en Estados Unidos u otros de los principales mercados del mundo. Por ende, podría haber menos información disponible al público sobre sociedades argentinas que la publicada regularmente por o sobre sociedades en Estados Unidos y ciertos otros países.

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

Según se establezca en cada Suplemento de Prospecto, las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie podrían ser rescatadas a opción de la Emisora total o parcialmente, en la fecha, con el aviso previo y al precio que al efecto se establezca en el Suplemento de Prospecto respectivo, debiéndose preservar la igualdad de trato entre los tenedores. En consecuencia, un inversor podría no ser capaz de reinvertir el producido del rescate en un título comparable a una tasa de interés efectiva tan alta como la aplicable a las Obligaciones Negociables rescatadas.

***No puede garantizarse que las sociedades calificadoras no bajarán, suspenderán o retirarán las calificaciones de riesgo de las Obligaciones Negociables.***

Las calificaciones de riesgo de las Obligaciones Negociables podrán cambiar luego de la emisión. Dichas calificaciones son de alcance limitado y no abordan todos los riesgos significativos relacionados con la inversión en las Obligaciones Negociables, sino que reflejan únicamente las opiniones de las sociedades calificadoras al momento de su asignación. Puede obtenerse una explicación sobre la significancia de dichas calificaciones consultando a las sociedades calificadoras.

Las calificaciones en moneda extranjera asignadas por agencias calificadoras de riesgos contemplan el riesgo incremental que implica la exposición a las variaciones de tipo de cambio, las potenciales restricciones regulatorias para el acceso a la adquisición de divisas para el pago de deudas y el contexto macroeconómico actual con las correspondientes expectativas en relación con la disponibilidad de divisas durante el plazo de vigencia de las obligaciones calificadas. Al analizar estos riesgos incrementales en relación a las calificaciones en moneda local, también se contempla la existencia de posibles mitigantes como la disponibilidad de recursos del emisor, niveles de cobertura a través de instrumentos derivados y/o por la naturaleza del tipo de ingresos y flujos de fondos que se correspondan con las obligaciones calificadas, como así también la existencia de cláusulas particulares y/o protecciones estructurales como garantías y fondos de reservas, emergentes de los documentos de cada instrumento de deuda en particular.

No es posible garantizar que dichas calificaciones de riesgo continuarán vigentes durante ningún plazo determinado o que las sociedades calificadoras no bajarán, suspenderán o retirarán dichas calificaciones, si a su criterio las circunstancias así lo ameritan. La baja, suspensión o retiro de dichas calificaciones puede tener un efecto adverso en el precio de mercado y la comerciabilidad de las Obligaciones Negociables.

## V. POLÍTICAS DE LA EMISORA

**a) Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales.**

**Política de Inversiones**

**i. Energía Renovable**

Durante el período 2018-2023, la Compañía desarrolló un amplio plan de inversión en energías renovables. La mayoría de estos proyectos cuentan con contratos a 20 años denominados en Dólares Estadounidenses firmados con CAMMESA bajo el programa RenovAr y Resolución 202, los cuales cuentan con un amplio conjunto de garantías. Asimismo, la Compañía ha invertido en proyectos renovables cuya producción será comercializada a grandes usuarios industriales en el Mercado a Término Renovable (MATER).

La inversión bruta en energías renovables fue de US$29,8 millones en el año 2021, US$104,0 millones en el año 2022 y US$ 203 millones en el año 2023. Este plan de inversión permitió incrementar la capacidad instalada de energía renovable, desde 2020 a la fecha del presente Prospecto, en 845 MW.

En los últimos años se destacan las siguientes inversiones realizadas por la Compañía:

| Parque | Tipo de energía | Inicio de Operaciones | Capacidad instalada MW | Programa o licitación | Cliente | Duración contrato |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Madryn I..... | Eólica | Nov-2018 | 71,10 | Resolución 202 | CAMMESA | 20 años |
| Madryn II..... | Eólica | Sep-2019 | 151,20 | Resolución 202 | CAMMESA | 20 años |
| Villalonga I ..... | Eólica | Dic-2018 | 51,75 | RenovAr | CAMMESA | 20 años |
| Villalonga II ..... | Eólica | Feb-2019 | 3,45 | MATER | Industriales | - |
| Pomona I..... | Eólica | Jul-2019 | 101,40 | RenovAr | CAMMESA | 20 años |
| Pomona II..... | Eólica | Ago-2019 | 11,70 | MATER | Industriales | - |
| Chubut Norte I ..... | Eólica | Dic-2018 | 28,80 | RenovAr | CAMMESA | 20 años |
| Chubut Norte II ..... | Eólica | Mar-2021 | 26,28 | MATER | Industriales | - |
| Chubut Norte III [(1)]... | Eólica | Feb-2021 | 57,66 | RenovAr | CAMMESA | 20 años |
| Chubut Norte IV [(1)]... | Eólica | Feb-2021 | 83,22 | RenovAr | CAMMESA | 20 años |
| Necochea [(2)] ..... | Eólica | Feb-2020 | 37,95 | RenovAr | CAMMESA | 20 años |
| Ullum I..... | Solar | Dic-2018 | 25,00 | RenovAr | CAMMESA | 20 años |
| Ullum II..... | Solar | Dic-2018 | 25,00 | RenovAr | CAMMESA | 20 años |
| Ullum III..... | Solar | Dic-2018 | 32,00 | RenovAr | CAMMESA | 20 años |
| Sierras de Ullum | Solar | Mar-2023 | 78,00 | MATER | Industriales | - |
| Tocota III | Solar | Feb-2024 | 60,00 | MATER | Industriales | - |

Notas:
(1) 51% es la participación accionaria de Genneia
(2) 50% es la participación accionaria de Genneia

Para mayor detalle acerca de cada uno de los activos de energía renovable construidos en los últimos tres años o acerca de los proyectos en construcción, por favor dirigirse a la sección "*Generación de Energía - Proyectos de Generación de Energía con Fuentes Renovables*" del presente Prospecto.

**ii. Energía Convencional**

En los últimos cuatro años se destaca la siguiente desinversión realizada por la Compañía:

- **Venta Central Térmica de Pinamar**

Con fecha 11 de marzo de 2019 el entonces Ministerio de Hacienda (actualmente el Ministerio de Economía), a través de la resolución 2019-4-APN-SRRYME#MHA aprobó la desvinculación de la central térmica Pinamar, solicitada previamente por la Compañía con el objetivo de vender los activos que la componen (turbinas de generación). Con fecha 24 de abril de 2019, a través de la aceptación de la oferta de venta por parte del comprador por un monto de US$ 6.478.000, se estableció

la enajenación de los activos, los cuales ya fueron retirados por el comprador, habiendo percibido la Sociedad el precio de venta acordado.

- **Centrales térmicas desconectadas del SADI**

Durante el año 2020, la Compañía ha desconectado del SADI a las siguientes centrales térmicas, luego de que hayan alcanzado el plazo contractual de sus Contratos MEM celebrados bajo la Res. SE N° 220/2007:

- La central térmica de Matheu dejó de operar a partir del 30 de abril de 2020, conforme lo determinado mediante Resolución B-144924-1 del Ministerio de Finanzas.

- Las centrales térmicas Concepción del Uruguay, Olavarría y Las Armas I dejaron de operar a partir del 01 de noviembre de 2020, conforme a lo determinado mediante la Resolución RESOL-2020-123-APN-SE#MDP, RESOL-202041-APN-SE#MDP and RESOL-2020-208-APNSE#MD respectivamente.

- La central térmica Paraná, dejó de operar a partir del 9 de diciembre 2020, conforme a lo determinado mediante la Resolución RESOL-2020-285-APN-SE#MEC.

- La central térmica Las Armas II, dejo de operar a partir del 1 de mayo de 2021, conforme lo determinado mediante Resolución RESOL-2021-376-APN-SE#MEC.

- La central térmica Bragado I dejo de operar el 1 de noviembre de 2021, conforme lo determinado mediante Resolución RESOL-2021-1120-APN-SE#MEC.

En febrero de 2022, la Compañía vendió a Mitsubishi Power Aero LLC la turbina “TG0907” ubicada en la Central Térmica Las Armas, y las Turbinas “TG1006” y “TG1007” ubicadas en la Central Térmica Bragado.

En mayo de 2023, la Compañía vendió las turbinas Solar Taurus T60 de 5MW, cada una con una capacidad de 5MW, denominadas "TG01" y "TG02” ubicadas en la Central Térmica Las Armas.

A la fecha de emisión de presente Prospecto, la gerencia y el directorio se encuentran evaluando distintas alternativas de destino de los activos relacionados con las centrales térmicas arriba mencionadas, entre ellas la venta de los equipos. A la fecha del presente Prospecto se encuentran en desarrollo las tareas de desmontaje de los equipos para su posterior exportación.

**Políticas de Financiamiento**

La estrategia financiera de la Compañía es mantener un nivel de apalancamiento razonable para la industria en la cual opera. La Compañía procura financiar sus inversiones mediante el flujo de caja generado por sus activos existentes, el aporte de sus accionistas, la emisión de obligaciones negociables y/o préstamos bancarios.

Esta estrategia también incluye préstamos garantizados en subsidiarias sin recurso hacia Genneia S.A., modalidad conocida como “Project Finance”, con plazo de hasta 16 años a través de bancos de desarrollos, agencias de exportación y organismos multilaterales.

En general, tanto la emisión de obligaciones negociales como los préstamos están denominados o atados al precio del Dólar para lograr calzar su servicio con los flujos de los contratos de abastecimiento de energía, que están atados al precio del Dólar.

Para mayor información acerca de los instrumentos de financiamiento, por favor ver sección “*Financiamiento*”.

**Políticas Ambientales**

La Compañía se compromete a hacer negocios con honestidad, integridad y transparencia y persiguiendo los más altos estándares de medio ambiente, social y de gobierno. Un objetivo esencial de la empresa es cuidar el bienestar de sus partes interesadas y la protección del medio ambiente para las generaciones futuras, ofreciendo servicios de calidad, transparentes, eficientes y eficaces a través de la mejora continua de sus procesos y actividades.

Para alcanzar estos objetivos, la Compañía cuenta con un Sistema Integrado de Gestión (SIG) que se basa en la educación, la formación, la sensibilización y el desarrollo de un enfoque proactivo en todos los niveles de la organización. El SIG se basa en una filosofía de trabajo que implica la preservación y protección de la vida, la salud y la aptitud psicofísica de los empleados, clientes y terceros relacionados con sus actividades.

Desde sus inicios la Compañía ha optado por converger rápidamente para estar en consonancia con las normas ambientales y sociales y ha llevado a cabo sus principales esfuerzos de crecimiento en el marco de estos compromisos. Dese el año 2013, este compromiso se reflejó en los esfuerzos de toda la empresa para haber logrado y mantenido certificaciones específicas, otorgadas por TUV Rheinland para:

- Gestión Ambiental ISO 14.001:2015 y;
- Seguridad y Salud Ocupacional ISO 45.001:2018.

Además, el Sistema Integrado de Gestión (SIG), a través del compromiso asumido en la Política del SIG, impulsa sus operaciones de acuerdo con otras normas voluntarias adoptadas progresivamente desde 2016:

- Ambiental y Social: Normas de Desempeño de la Corporación Financiera Internacional (IFC:2012).
- Gestión de la calidad: ISO 9001:2015,
- Gestión de la Seguridad de la Información: ISO 27.001:2013.
- Gestión de Riesgos Empresariales: Marco COSO 2017.
- Alineamiento con la Ley de Prácticas Corruptas en el Extranjero de los Estados Unidos, el Código Penal Argentino y la Ley de Responsabilidad Penal Corporativa Argentina No 27.401:2018.

Estas mejoras proactivas han permitido a la Compañía alcanzar la elegibilidad de todos los proyectos de crecimiento relevantes para financiarse bajo estrictas normas ambientales y sociales. Más específicamente, la Compañía ha construido una fuerte relación con un grupo de bancos de desarrollo europeos y regionales que apoyaron nuestro exitoso plan de expansión renovable.

**Investigación, Desarrollo, Innovación, Patentes, Licencias.**

Con el objetivo de generar soluciones sustentables, creativas e inteligentes en el sector energético, la Sociedad invierte importantes recursos para la investigación y el desarrollo de nuevos proyectos orientados a la generación de energía eléctrica, particularmente a partir de fuentes renovables. Con la visión de ser un actor líder en la transformación de la matriz energética, la Sociedad busca crear valor para sus accionistas, sus empleados y la comunidad en general, sobre la base de los valores de sustentabilidad, el respeto por las personas, el espíritu emprendedor y la eficiencia.

En particular, la Dirección de Proyectos y Obras de la Sociedad lleva adelante el estudio y desarrollo de nuevos proyectos energéticos a través de:

- la búsqueda y análisis de emplazamientos estratégicos;
- la realización de campañas de medición del recurso eólico en diversas locaciones;
- el análisis de las distintas tecnologías del mercado; y
- el estudio acerca de la viabilidad económica y financiera de los nuevos proyectos.

Se detalla a continuación el monto invertido en los últimos tres ejercicios por la Sociedad:

| 31/12/2021 | 31/12/2022 | 31/12/2023 |
|---|---|---|
| Ps.29.848.191,00 | Ps.136.356.429,00 | Ps. 766.647.578,00 |

Adicionalmente, ninguna de las actividades de la Emisora se lleva a cabo bajo licencias y patentes otorgadas por terceros.

**Tendencias**

Para el ejercicio 2024, se prevé que la situación macroeconómica del país continuará presentando desafíos significativos. Durante el año en curso, la Compañía tiene el firme objetivo de finalizar la construcción de su parque solar Tocota III que, a la fecha del presente Prospecto, ya cuenta con la habilitación comercial de su potencia nominal de 60 MW. Asimismo, se continuará con la construcción del proyecto eólico La Elbita de 162MW y el proyecto solar Los Molles de 93 MW, ambos con previsiones de obtener la habilitación comercial a finales de 2024 y a principios del primer semestre de 2025, respectivamente.

Adicionalmente, la Emisora continuará con el desarrollo de potenciales oportunidades de negocio orientados a la generación local mediante tecnología solar fotovoltaica y eólica.

Cabe destacar que las proyecciones de la Emisora se encuentran sujetos a modificaciones por efecto de variables internas y externas. Para más información véase la sección de "Factores de Riesgo" de este Prospecto.

**b) Políticas de Dividendos y Agentes Pagadores.**

**Política de dividendos**

De acuerdo con la Ley General de Sociedades, la declaración y pago de dividendos anuales, en la medida en que la distribución de utilidades cumpla con los requisitos de la Ley General de Sociedades, serán determinados por los accionistas en la asamblea anual ordinaria de accionistas. En general, aunque no necesariamente, el Directorio realiza una recomendación respecto del pago de dividendos.

**Montos disponibles para distribución**

Los dividendos podrán ser declarados y pagados lícitamente solamente de los resultados acumulados declarados en los estados financieros anuales de la Emisora preparados de acuerdo con las Normas Contables Profesionales Vigentes y las Normas de la CNV y aprobados por la asamblea anual ordinaria de accionistas.

La Ley General de Sociedades y el Estatuto requieren que la Emisora mantenga una reserva legal del 20% de su capital social en ese momento en circulación. La reserva legal no está disponible para distribución a los accionistas. Según la Ley General de Sociedades y el Estatuto, la utilidad neta anual (ajustada para reflejar los cambios en los resultados anteriores) es asignada en el siguiente orden:

(i) cumplir con el requisito de la reserva legal;

(ii) pagar los honorarios devengados de los miembros del directorio y comisión fiscalizadora;

(iii) pagar reservas voluntarias o contingentes, según determinen periódicamente los accionistas en la asamblea anual ordinaria de accionistas; y

(iv) el resto de la utilidad neta del ejercicio podrá ser distribuida como dividendos sobre las acciones ordinarias o de otra forma que resuelvan los accionistas de la Emisora en la asamblea anual ordinaria de accionistas.La aprobación para distribuir dividendos a los accionistas requiere el voto de una mayoría calificada del capital social de la Compañía.

El directorio presenta los estados financieros para el ejercicio económico anterior, junto con los informes respectivos de la comisión fiscalizadora y de los auditores independientes, en la asamblea anual ordinaria de accionistas para su aprobación. Dentro de los cuatro meses del cierre de cada ejercicio económico, se debe celebrar una asamblea ordinaria de accionistas para aprobar los estados financieros y determinar la asignación de la utilidad neta de la Emisora para dicho ejercicio.

Las Normas de la CNV establecen que los dividendos en efectivo se deben pagar a los accionistas dentro de los 30 días de celebrarse la asamblea de accionistas que aprueba el pago de dichos dividendos. El derecho de cualquier accionista para recibir los dividendos declarados por la asamblea de accionistas prescribe a los tres años de la fecha en que se hubieran puesto a disposición del accionista.

Los términos y condiciones de emisión de las Obligaciones Negociables Clase XXXI imponen ciertas restricciones a la capacidad de la Emisora para realizar distribuciones de ganancias y dividendos. En tal sentido, solo si con posterioridad a la

fecha de emisión y liquidación de las Obligaciones Negociables Clase XXXI, dichos títulos cuentan con una calificación de riesgo "*Investment* grade" otorgada por al menos dos agentes calificadores de riesgo y siempre que no hubiera ocurrido ni estuviera vigente ninguno de los supuestos de incumplimiento detallados en el contrato de emisión correspondiente, la Emisora podrá (a) distribuir ganancias, dividendos u otro tipo de utilidades y efectuar pagos a sus accionistas, aprobar cualquier tipo de anticipos, retiros a cuenta o cualquier otra forma de distribución o transferencia de fondos a favor de los mismos; (b) realizar actos que impliquen la reducción, distribución o devolución de su capital social a sus respectivos socios; y (c) recomprar y amortizar sus propias acciones, todo ello en virtud de haberse configurado los supuestos que suspenden los compromisos asumidos por la Sociedad al emitir las Obligaciones Negociables Clase XXXI detallados en el presente párrafo.

## VI. INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN y COMITÉ DE AUDITORÍA.

**a) Directores y Gerencia:**

El Directorio de la Emisora se encuentra integrado actualmente por ocho directores titulares y ocho directores suplentes. Los directores son designados por los accionistas por un plazo de un año, pero mantendrán sus cargos hasta que se designen nuevos directores en la siguiente asamblea de accionistas. Los miembros del Directorio de la Emisora fueron designados por la asamblea de accionistas celebrada el 25 de abril de 2024, y sus respectivos mandatos vencerán el 31 de diciembre de 2024. Sin embargo, los miembros del Directorio continuaran en su cargo hasta que se designen nuevos miembros. Los directores titulares y suplentes son designados de forma separada por cada clase de acciones. Los accionistas Clase A y Clase B eligen por separado cuatro directores titulares y cuatro suplentes. Dos de los directores titulares son considerados "independientes", en virtud de las Normas de la CNV. El resto de los directores titulares y suplentes actuales de la Emisora se consideran "no independientes" en virtud de las Normas de la CNV. A la fecha del presente Prospecto, las autoridades actuales de la Emisora se encuentran en trámite de inscripción ante la Dirección de Personas Jurídicas de la Provincia de Buenos Aires.

El Directorio de la Emisora debe reunirse al menos una vez cada tres meses y cuando el presidente del Directorio lo considere pertinente, o mediante solicitud de cualquier director en ejercicio o de la comisión fiscalizadora de la Emisora. El quórum para celebrar una reunión del Directorio requiere la presencia de al menos cinco directores (de los cuales dos deben ser directores Clase A y dos deben ser directores Clase B), y las resoluciones del Directorio deberán ser adoptadas por una mayoría absoluta de directores presentes, las cuales deberán contar con el voto afirmativo de al menos dos directores Clase A y dos directores Clase B para adoptar decisiones válidamente.

De conformidad con el artículo 59 de la Ley General de Sociedades, los directores tienen la obligación de obrar con la lealtad y con la diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores responden ilimitada y solidariamente hacia la sociedad, los accionistas y terceros por el mal desempeño de su cargo, la violación de la ley, el estatuto o el reglamento de la sociedad, si lo hubiere, y por cualquier otro daño a terceros causado por dolo, abuso de facultades o culpa grave, conforme lo establece el artículo 274 de la Ley General de Sociedades.

Un director no será responsable por las decisiones adoptadas en una reunión del Directorio en tanto el mismo declare su oposición por escrito e informe a la Comisión Fiscalizadora antes de que se entable un reclamo. La gestión de un director aprobada por los accionistas de la Sociedad libera al director de cualquier responsabilidad por tal gestión, a menos que los accionistas que representen al menos el 5% del capital social objeten dicha aprobación, o que la decisión de aprobar la gestión hubiera sido adoptada en violación de las leyes aplicables o del estatuto de la Sociedad. La Emisora tiene derecho a entablar acciones judiciales contra un director si una mayoría de los accionistas de la Sociedad, reunidos en asamblea, solicita tal medida.

De conformidad con la Ley General de Sociedades, el Directorio de la Emisora está a cargo de la administración de la Emisora y, por lo tanto, adopta todas las decisiones administrativas, así como también aquellas decisiones expresamente previstas en la Ley General de Sociedades, el estatuto de la Emisora y demás reglamentaciones aplicables. Asimismo, el Directorio de la Emisora es generalmente responsable de la ejecución de las resoluciones adoptadas en las asambleas de accionistas y del cumplimiento de cualquier tarea en particular que los accionistas le hubieran delegado expresamente. De conformidad con la Ley General de Sociedades, los deberes y las responsabilidades de un director suplente, cuando actúe en reemplazo de un director titular, ya sea en forma transitoria o permanente, son los mismos que los que se analizaron precedentemente para el caso de directores titulares, y no tendrán otros deberes o responsabilidades en su calidad de directores suplentes.

A continuación, se detallan los directores titulares y suplentes de la Emisora a la fecha del presente Prospecto:

| Nombre | Cargo | Clase de Accionistas proponente[(1)] | Edad | Director desde | Director hasta[(3)] |
|---|---|---|---|---|---|
| César Pablo Rossi | Presidente | Clase B | 55 | 2011 | 31/12/2024 |
| Darío Ezequiel Lizzano | Vicepresidente | Clase A | 53 | 2015 | 31/12/2024 |
| Francisco Sersale | Director Titular | Clase A | 42 | 2022 | 31/12/2024 |
| Jorge De Pablo Cajal | Director Titular | Clase A | 43 | 2007 | 31/12/2024 |

| Nombre | Cargo | Clase de Accionistas proponente[1] | Edad | Director desde | Director hasta[3] |
|---|---|---|---|---|---|
| Osvaldo Héctor Baños (4) | Director Titular Independiente[2] | Clase A | 66 | 2016 | 31/12/2024 |
| Carolina Susana Curzi | Director Titular | Clase B | 46 | 2022 | 31/12/2024 |
| Jorge Pablo Brito | Director Titular | Clase B | 53 | 2011 | 31/12/2024 |
| Carlos Alberto de la Vega (4) | Director Titular Independiente[2] | Clase B | 62 | 2015 | 31/12/2024 |
| Pedro Eugenio Aramburu | Director Suplente | Clase A | 48 | 2015 | 31/12/2024 |
| Julio Javier Lococo | Director Suplente | Clase A | 55 | 2023 | 31/12/2024 |
| Santiago Daireaux | Director Suplente | Clase A | 52 | 2015 | 31/12/2024 |
| Matías Gonzalo Bujan | Director Suplente | Clase A | 46 | 2015 | 31/12/2024 |
| Marcos Brito | Director Suplente | Clase B | 37 | 2011 | 31/12/2024 |
| José Correa | Director Suplente | Clase B | 41 | 2024 | 31/12/2024 |
| Christian Whamond | Director Suplente | Clase B | 49 | 2023 | 31/12/2024 |
| Delfín Federico Ezequiel Carballo | Director Suplente | Clase B | 35 | 2011 | 31/12/2024 |

(1) Se refiere a la clase de accionistas que designó a tal Director.
(2) En virtud de los criterios de la CNV.
(3) Los miembros del Directorio continuarán en su cargo hasta que se designen nuevos miembros.
(4) Director Independiente conforme Normas CNV.

**Directores Titulares*:***

*César Pablo Rossi.* El Sr. Rossi es titular del DNI 18.286.413 y del CUIT 20-18286413-8 con domicilio en Comodoro Martín Rivadavia N°2048, piso 4°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Rossi es director titular de la Emisora desde junio de 2011, y es Presidente del Directorio desde abril de 2022. Además, es director titular de Camuzzi Gas Pamapeana S.A., Camuzzi Gas del Sur S.A., y de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A., Enersud, Energy S.A.U, Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.; y director suplente de Vientos de Necochea S.A. Trabajó como gerente de impuestos, gerente de financiaciones estructuradas y fideicomisos, y como adscripto al CEO de Banco Macro S.A. El Sr. Rossi obtuvo un Máster en Administración de Empresas de la Universidad Torcuato di Tella y es contador público matriculado egresado de la Universidad de Buenos Aires.

*Jorge Pablo Brito*. El Sr. Brito es titular del DNI 29.866.300 y del CUIT 20-29866300-8, con domicilio en Av. Eduardo Madero N°1172, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr Brito es director de la Emisora desde noviembre de 2011, y fue Presidente del Directorio desde diciembre de 2015 hasta abril de 2022. El Sr. Brito es Presidente del directorio de Banco Macro S.A., Inversora Juramento S.A., y Fiduciaria JHB S.A. Es primo de Delfín Federico Ezequiel Carballo y hermano de Marcos Brito.

*Darío Ezequiel Lizzano*. El Sr. Lizzano es titular del DNI 18.311.514 y del CUIT 20-18311514-7, con domicilio en Riverside Boulevard, Upper West Side, Nueva York, Estados Unidos de América. El Sr. Lizzano se desempeña como director titular y vicepresidente desde diciembre de 2015. Es también director suplente de las subsidiarias de la Emisora MyC Energía S.A, Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. Asimismo, el Sr. Lizzano se desempeña como vicepresidente de GCDI S.A. (antes TGLT S.A.) y como director de Plaza Logistica S.A. Se desempeña como managing director y Gerente de Cartera de primera línea de PointState Argentum LLC. Trabajó por más de 30 años en la actividad bursátil de América Latina y mercados emergentes. Antes de ingresar a PointState Argentum en 2014, el Sr. Lizzano trabajó en Morgan Stanley como Director Gerente, donde encabezó la División Institucional de Valores de América Latina, y también formó parte del comité de gestión de América Latina. Fue, a su vez, Director de Investigación y Jefe del Equipo de Distribución de Mercados Emergentes Globales para América. Con anterioridad a Morgan Stanley, el Sr. Lizzano

trabajó en Santander desde 1996 a 2007, en principio, como Estratega para América Latina y luego como Jefe del Negocio de Valores de América Latina, para luego convertirse en Jefe Global de Cash Equities. El Sr. Lizzano fue sistemáticamente calificado por la Institutional Investor Magazine y Latin Finance como uno de los más importantes analistas de Argentina y estratega de valores de América Latina durante 1996 y 2006.

*Francisco Sersale di Cerisano*. El Sr. Sersale es titular del DNI 28.423.658 y del CUIT N° 20-28423658-1 con domicilio en Suipacha N°1111, piso 18°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Sersale se desempeña director titular de la Emisora desde junio de 2022 y actualmente como gerente titular de Plaza Logística S.R.L., Presidente de GCDI S.A. (antes TGLT S.A.) y de Argentina Commercial Properties S.A. Además, es director suplente de las subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A., Enersud, Energy S.A.U, Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, Parque Eólico Loma Blanca IV S.A., y Vientos de Necochea S.A. El Sr. Sersale posee un título de Bachelor of Arts en Economia por Swarthmore College y es Magister en Finanzas por la Universidad Torcuato Di Tella. Anteriormente se desempeñó como portfolio manager en GMT Capital y trabajó como analista de equities en T. Rowe Price International. Tiene una vasta experiencia en los mercados emergentes, trabajando como inversor en equities de America Latina desde el 2005.

*Jorge De Pablo Cajal*. El Sr. De Pablo es titular del pasaporte N°AAF299778, con domicilio en Salguero N°3350, Oficina 103, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr Cajal se desempeña como director titular de la Emisora desde noviembre de 2007. El Sr. De Pablo fue socio director de LAIG Investments y participó del Directorio de Mobiwize and Gasngo. A su vez, realizó un posgrado en finanzas en CUNEF, Madrid.

*Osvaldo Héctor Baños.* El Sr. Baños es titular del DNI 11.528.311 y del CUIT 20-11528311-2, con domicilio en Suipacha N°1111, piso 18°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Baños se desempeña como director titular de la Emisora desde mayo de 2016, y además es director suplente de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A., Enersud, Energy S.A.U, Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, Parque Eólico Loma Blanca IV S.A., Genneia Vientos Sudamericanos S.A., y Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. El Sr. Baños es Contador Público egresado de la Universidad de Buenos Aires.

*Carlos Alberto de la Vega.* El Sr. de la Vega es titular del DNI 13.416.842 y del CUIT 20-13416842-1, con domicilio en Juana Manso N°153, piso 4 "9", Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. de la Vega se desempeña como director titular de la Emisora desde diciembre de 2015, y además es director suplente de las subsidiarias de la Emisora, Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. y Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. Asimismo, es miembro del consejo consultivo de la Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL). El Sr. de la Vega se desempeñó como Presidente y CEO de Camuzzi Gas Pampeana S.A. y Camuzzi Gas del Sur S.A. Fue miembro del Directorio de Transportadora de Gas del Sur S.A. y CFO de Loma Negra. El Sr. de la Vega es Contador Público egresado de la Universidad de Buenos Aires y posee un posgrado de *University of Virginia – Darden Graduate Business School*, y de *Dake University – The Faqua School of Business.*

*Carolina Susana Curzi.* La Sra. Curzi es titular del DNI 25.230.914 y del C.U.I.T. 23-25230914-4, con domicilio en Bouchard N°680, piso 14°, Ciudad Autónoma de Buenos Aries. Se desempeña como director titular de la Emisora desde abril del 2023, y es directora suplente de Telecom Argentina S.A. desde el 31 de enero de 2018. La Sra. Curzi se recibió de abogada en la Universidad de Buenos Aires, es socia del estudio jurídico EGFA Abogados, y miembro del Colegio Público de Abogados de la Capital Federal.

**Directores Suplentes:**

*Pedro Eugenio Aramburu*. El Sr. Aramburu es titular del DNI 22.430.890 y del CUIT 20-22430890-7, con domicilio en Suipacha N°1111, piso 18°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Aramburu se desempeña como director suplente de la Emisora desde diciembre de 2015. Actualmente, es director titular de Compañía Naviera Horamar S.A., Ojo de Vino S.A., Patagonia Organic Meat Company S.A., Aero Transport Engineering S.A.; Contitech Argentina S.R.L., Quimica True S.A.C.I.F., OLA S.A., Jokr Argentina S.A.U., Lilac Solutions Arizaro S.A.U., Lilac Solutions Tolar Chico S.A.U., Lilac Solutions Services S.A.U., Lilac Solutions S.A.U.; y director suplente de Achernar S.A., Pesquera Cruz del Sur S.A., Sato Argentina S.A., Estancia la Rivera Grande S.A., ESPA Argentina S.A., Purtierra S.A., Dock Argentina S.A., y CGDI S.A. (antes TGLT S.A.). El Sr. Aramburu se desempeña como síndico titular de Open Bank S.A., Santander Río Asset Management Gerente de Fondos Comunes de Inversión S.A., Getnet Argentina S.A.U., Centro Logístico Aplicado S.A., e Inversora Cordillera S.A., Los Grobo Agropecuaria S.A., Canepa Hermanos S.A.I.C.A.F., Agrofina S.A., Estancias y Colonias Arizona S.A., Productores de Seguros Falabella S.A., Inversiones Falabella Argentina S.A., Falabella S.A., DP Factory S.A., Petrolera El Trebol S.A., Lan Argentina S.A., Biomás S.A. Instituto Massone S.A., Massone S.A.; y como síndico suplente de Grupo Los Grobo S.A., Super Digital S.A.U., PECOM Energia

S.A., y Usandizaga Perrone y Juliarena S.A. Se desempeña como representante legal en Espa 2025 SL, Lilac Solutions Argentina LLC, Indigo Argentina Partners Limited, Nufarm Australia Limited, Medisup Securities Limited, Gonvarri I. Centro de Servicios SL, Gonvarri Corporacion Financiera SL, Seed Partners Brazil LLP, Seed Holdings LP, Sodecia Participacoes Sociais SGPS S.A., Sodecia America Do Sul Participacoes LTDA, Globe Specialty Metales INC, Ficosa International S.A., Ficomirrors S.A., LDC Macroseeds B.V., LDC Macroseeds Holdings B.V., Galba S.A., Vitellius S.A., Armadora Cruz del Sur España S.A., Soles de Prohabit S.A., Persan S.A., Dock Tech Colombia S.A.S., Old World Argentina Equity LLC, Old World Argentina Management LLC. Es socio del estudio jurídico Pérez Alati, Grondona, Benites & Arntsen. El Sr. Aramburu es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina y posee un máster en derecho otorgado por Columbia University School of Law.

*Julio Javier Lococo*. El Sr. Lococo es titular del DNI 18.415.421 y del CUIT 20-18415421-9 se desempeña como director suplente de la Emisora desde abril de 2023 y es síndico suplente de Aerotransport Engeneering Consulting S.A.U. El Sr. Lococo es abogado recibido en la Pontificia Universidad Católica Argentina y obtuvo un posgrado en Derecho Civil en la Universidad de Roma II, 'Tor Vergata'. Es profesor adjunto de Derecho Romano en las universidades de Buenos Aires y católica Argentina y socio del estudio jurídico Pérez Alati, Grondona, Benites & Arntsen.

*Santiago Daireaux.* El Sr. Daireaux es titular del DNI 20.213.659 y del CUIT 20-20213659-2, con domicilio en Suipacha N°1111, piso 18°, Ciudad de Buenos Aires. El Sr. Daireaux se desempeña como director suplente de la Emisora desde diciembre de 2015. Es director titular de Guasaloma S.A., Glenmark S.A., y Purtierra S.A. Asimismo es director suplente de Achernar S.A., Calaer S.A., Estancias y Colonias Arizona S.A., Estancia la Protegida S.A., ODA Trading S.A.S., Diransa S.R.L., Alugar S.R.L., Ojo de Vino S.A., Jokr Argentina S.A.U., Organic Argentina S.A., Massone S.A., Instituto Massone S.A., Biomás S.A. e Itibanyl Productos Especiales S.A. El Sr. Daireaux es también síndico titular de Los Grobo Agropecuaria S.A., Grupo Los Grobo S.A., Canepa Hermanos SAICAyF, Usandizaga Perrone y Juliarena S.A., Agrofina S.A., Superdigital Argentina S.A.U., Open Bank Argentina S.A., Lilac Solutions Services S.A.U., Lilac Solutions Arizaro S.A.U. y Lilac Solutions Tolar Chico S.A.U.; y síndico suplente de Metrogas S.A., BRS Investment S.A., Banco Santander Rio S.A., Santander Río Trust S.A., Santander Río Valores S.A., Santander Tecnología Argentina S.A., Santander Consumer S.A., Banco Santander Argentina S.A., Getnet Argentina S.A., PECOM Servicios Energia Medioambientales S.A., PECOM Servicios Energia S.A., LAN Argentina S.A., Aerotransport Engineering Consulting S.A.U., Espa Argentina S.A.U., CVC Turismo S.A.U., Inversiones los Andes S.A., Inversora Cordillera S.A. y Argentina Commercial Properties S.A. Se desempeña como representante legal de Seed Partners Brazil LLP, Seed Holdings LP, Glenmark Holding S.A., Glenmark Pharmaceuticals Europe Limited, Fandicosta S.A., LDC Macroseeds B.V., Emerald Forest Limited, Film Share Corporation B.V., Dock Tech Colombia S.A.S.Es socio del estudio jurídico Pérez Alati, Grondona, Benites & Arntsen. A su vez, es miembro del Colegio Público de Abogados de la Capital Federal y del Colegio de Abogados del Estado de Nueva York (Bar Association of the State of New York). Es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina y posee un máster en derecho otorgado por University of Pennsylvania Law School.

*Matías Gonzalo Bujan.* El Sr Bujan es titular del DNI 23.782.511 y del CUIT 20-23782511-0, con domicilio en Av. del Libertador N°498, piso 15°, Ciudad de Buenos Aires. El Sr Bujan es director de LAIG Investments. El Sr Bujan es ingeniero agrónomo egresado de la Universidad de Buenos Aires.

*Marcos Brito.* El Sr. Brito es titular del DNI 29.866.300 y del CUIT 20-29866300-8, con domicilio en Av. Eduardo Madero N°1172, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr Brito es director suplente de la Emisora desde junio de 2011. Se desempeña como miembro del Directorio de Banco Macro S.A. y de Fiduciaria JHB S.A. Asimismo, es Presidente de Comercio Interior S.A., Argenpay S.A.U. and Macro Fiducia S.A.U. y Vicepresidente de Vizora Desarrollos Inmobiliarios S.A., e Inversora Juramento S.A. Anteriormente, trabajó como gerente de la división Santa Fe y del área de inversiones de Banco Macro S.A., y como CEO de Nuevo Banco Bisel S.A. El Sr. Brito es licenciado en economía egresado de la Universidad Torcuato Di Tella. Es primo de Delfín Federico Ezequiel Carballo y hermano Jorge Pablo Brito.

*Delfín Federico Ezequiel Carballo.* El Sr. Carballo es titular del DNI 31.089.201 y CUIT 20-31089201-8, con domicilio en Juana Manso 555, piso 6º D, Puerto Madero, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Caraballo es director suplente de la Emisora desde junio de 2011. También se desempeña como director titular de Banco Macro S.A. y director suplente de Colbrey S.A., Milsbor Corporation S.A., Havanna S.A. y Havanna Holding S.A. El Sr. Carballo es licenciado en economía egresado de la Universidad Torcuato Di Tella.

*Jose Fernando Correa.* El Sr. Correa es titular del pasaporte estadounidense N° A40026182, con domicilio en la calle 375 Park Avenue, Nueva York, Estados Unidos. El Sr. Correa se desempeña como Director suplente de la Emisora desde abril de 2024. El Sr. Correa es licenciado en Sistemas de Información egresado de la Universidad de Carnegie Mellon (Carnegie Mellon University) y tiene una Maestría en Administración de Empresas (MBA) por la Universidad de Columbia (Columbia

Business School). Se desempeña actualmente como gestor de inversiones en Fintech Advisory, firma a la se ha unido en el año 2011. Asimismo, se ha desempeñado en el grupo corporativo de J.P.Morgan y Regent Private Capital.

*Christian Whamond.* El Sr. Whamond es titular del DNI. 23.489.152 y del CUIT 23-23489152-9, con domicilio en Riverside, Connecticut, Estados Unidos. El Sr. Whamond es Ingeniero Industrial, egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Se desempeña actualmente como Administrador de Portafolio y Director de Crédito Corporativo en Fintech Advisory Inc, firma a la se ha unido en el año 2012. Asimismo, se ha desempeñado en el grupo corporativo de JPMorgan Chase, Lehman Brothers, James Caird Asset Management y BTG Pactual.

**GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA**

La gerencia de primera línea de la Emisora tiene a su cargo la implementación y ejecución de los objetivos globales a corto plazo y estratégicos de la Emisora y reporta al director ejecutivo de la Emisora. El siguiente cuadro brinda información sobre los gerentes de primera línea de la Emisora a la fecha del presente Prospecto.

| Nombre | Cargo | Edad | Fecha de designación |
|---|---|---|---|
| Bernardo S. Andrews | Director General Ejecutivo (CEO) | 50 | 1 de abril de 2021 |
| Carlos Alberto Palazón | Director de Administración y Finanzas (CFO) | 51 | 14 de junio de 2021 |
| Gustavo Darío Anbinder | Director de Negocios y Desarrollos | 47 | 1 de abril de 2023 |
| Francisco Pelayo Alvarez | Director de Proyectos y Operaciones (COO) | 40 | 18 de julio de 2022 |
| Gonzalo Fabián Berra | Director de Capital Humano | 49 | 7 de julio de 2022 |
| Gustavo Castagnino | Director de Asuntos Corporativos | 46 | 1 de agosto 2019 |
| Eduardo A. Iannaccio | Director de Operaciones y Mantenimiento | 52 | 1 de abril de 2024 |

*Bernardo S. Andrews.* El Sr. Andrews es titular del DNI 22.400.943 y del CUIT 20-22400943-8. se unió a la Emisora en agosto de 2016 como Director de Administración y Finanzas de la Sociedad. Posteriormente, el Directorio de la Sociedad ha designado al Sr. Andrews como nuevo Director General Ejecutivo (CEO), con efectos a partir del 1 de abril de 2021. El Sr. Andrews es presidente de la Cámara Eólica Argentina desde abril 2022. El Sr. Andrews es director titular de las subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A., Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, Vientos de Necochea S.A., y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. Antes de unirse a la Emisora, fue director financiero de Compañía General de Combustibles S.A. Además, fue administrador de cartera, director financiero, CFO regional y director financiero corporativo regional de GDF Suez, y ocupó diversos cargos en el área de financiamiento estructurado de Enron Corporation en Argentina y Brasil. Es licenciado en economía egresado de la Universidad de Buenos Aires y realizó un posgrado en economía en la Universidad Torcuato Di Tella en Buenos Aires.

*Carlos Alberto Palazón*. El Sr. Palazón es titular del DNI 21.980.024 y del CUIT 20-21980024-0, con domicilio en Suipacha 1111, piso 18 CABA. El Sr Palazón se desempeña como director titular de la Emisora desde diciembre de 2015 y, desde junio del 2021, también se desempeña como Director de Administración y Finanzas (CFO) de la Sociedad. Es también director titular de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A., Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, Vientos de Necochea S.A., y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. El Sr. Palazón es socio en LP Advisors y asesor en PointState Argentum. Fue socio fundador de CIMA Investments. Asimismo, se desempeña como director de TGLT S.A., Plaza Logística Tortugas S.R.L., Plaza Logística S.R.L., PL Ciudad S.R.L., PL Echeverría S.R.L. y Plaza Logística Ciudad S.R.L. Es licenciado en Economía, egresado de la Universidad Católica Argentina.

*Gustavo Darío Anbinder.* El Sr. Anbinder es titular del DNI 17.029.575 y del CUIT 20-17029575-8, se unió a la Emisora en enero de 2013 como Gerente Comercial, y se desempeña como Director de Negocios y Desarrollo de la Emisora desde abril de 2023. Es Magister en Economía y Política Energética de la Universidad Nacional del Comahue y ha aprobado otros cursos de Posgrado como "Energy Planning" (University of Chicago), Derecho en Oil & Gas (UBA), Project Management PMI (UBA-Universidad DiTella). Posee una amplia trayectoria en compañías de la industria energética, con más de 25 años de experiencia desempeñados en las áreas de Operaciones, Planeamiento Estratégico, Desarrollo de Negocios, M&A y "Originación" en proyectos de generación de energía eléctrica con diversas fuentes y tecnologías (eólica, solar fotovoltaica, biomasa, hidroelectricidad, térmica convencional y nuclear), en compañías del ámbito público y privado, en Argentina,

Chile, Brasil, Estados Unidos, Portugal y Austria. Desde 2019 es Coordinador de la Comisión de Energías Renovables de AGEERA (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina). Se ha desempeñado como Coordinador del Grupo de Regulación del Capítulo Argentino del Consejo Mundial de Energía (CACME) y participa como profesor invitado en postgrados y maestrías en el ITBA, Univ. San Andrés, UBA, UTN, UNLA y Univ. Nac. Comahue, en temáticas vinculadas al sector energético, su regulación y el de las energías renovables.

*Francisco Pelayo Alvarez.* El Sr. Pelayo es titular del DNI 96.114.478 y del CUIT 20-96114478-8, se desempeña como Director de Proyectos y Operaciones de la Emisora desde julio de 2022. Antes de formar parte de Genneia, trabajó en Latinoamérica para Acciona, Nordex, y Engie por más de 15 años, siendo miembro del Comité Ejecutivo de este último en México. El Sr. Pelayo Alvarez obtuvo el título de Ingeniero Industrial de la Universidad Pontificia Comillas – ICAI de Madrid y de Ingeniero Mecánico de la Universidad de León.

*Gonzalo Fabián Berra.* El Sr. Berra es titular del DNI 23.782.732 y del CUIT 20-23782732-6, se desempeña como Director de Capital Humano de la Emisora desde julio de 2022. Antes de formar parte de Genneia, trabajó en Aluar por más de 3 años, y en Tenaris por más de 15 años donde desempeñó diferentes responsabilidades de Recursos Humanos tanto en la Argentina como en el Exterior. El Sr. Berra obtuvo el título en Licenciatura en Relaciones Industriales de la Universidad Argentina de la Empresa.

*Gustavo Castagnino:* El Sr. Castagnino es titular del DNI 25.029.034 y del CUIT 23-25029034-9, se desempeña como Director de Asuntos Corporativos de la Emisora desde agosto de 2019. Antes de formar parte de Genneia, trabajó en Mercedes-Benz Argentina por más de 13 años, y también fue miembro del Directorio de dicha compañía desde el 2014 hasta el 2019. El Sr. Castagnino fue presidente de la asociación civil de directores de comunicación de la República Argentina (Dircoms) durante dos años, y actualmente se desempeña como vicepresidente de dicha organización. Asimismo, fue miembro del Directorio la Cámara de Comercio Argentino Brasileña, de la Fundación del Hospital de Clínicas, la Fundación Laureus, de la Fundación INECO, y de la Asociación de Fábricas de Automotores (ADEFA). También fue miembro del comité comunicacional de la Cámara de Comercio Argentino-Alemana. Actualmente cumple funciones en la Cámara Eólica Argentina, en el Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía y en la Fundación Universitaria del Río de la Plata. El Sr. Castagnino obtuvo el título en Relaciones Internacionales de la Universidad del Salvador, y cuenta con un título de posgrado ejecutivo del IAE y otros títulos de posgrado en Digital House y la Universidad Austral. Además, es profesor del Posgrado de Asuntos Corporativos en la Universidad Católica Argentina.

*Eduardo Andrés Iannaccio*: El Sr. Iannaccio es titular del DNI 22326426 y del C.U.I.T 20-22326426-4. Tiene una larga experiencia en la industria de generación de energía. Su cargo actual en Genneia es el de Director de Operaciones y Mantenimiento. Comenzó en 1995 en Central Costanera (Central Térmica de 2350 MW en Buenos Aires) y desarrolló su carrera en diferentes roles técnicos desde Planificación, Ingeniería, Mantenimiento, Operaciones y Proyectos. Dentro del grupo Endesa (y luego Enel) se desempeñó como Gerente de Planta en Costanera de 2014 a 2017 y en Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (Central de Ciclo Combinado de 850 MW en Campana, Buenos Aires) de 2018 a 2021. Su último rol dentro del Grupo Enel fue el de Gerente General de Central Costanera S.A. hasta 2023 cuando la Compañía fue vendida a Central Puerto S.A. Luego con Central Puerto continuó su carrera como Gerente de Proyecto de Nueva Capacidad Térmica en Planta Costanera. Se graduó en la Universidad de Morón como Ingeniero Electromecánico en 1997 y posteriormente obtuvo un Executive MBA en la Universidad Adolfo Ibañez (Chile).

**RELACIONES FAMILIARES**

Jorge Pablo Brito, Presidente, director y accionista de la Emisora, es hermano de Marcos Brito (que reviste la calidad de miembro suplente del Directorio de la Emisora). El director suplente Delfín Federico Ezequiel Carballo es hijo de Delfín Jorge Ezequiel Carballo (accionista de la Emisora). Además, Jorge Pablo Brito, Marcos Brito y Delfín Federico Ezequiel Carballo son primos.

**COMITÉ EJECUTIVO**

El comité ejecutivo está compuesto por el CEO, el CFO, el COO, y seis miembros del Directorio. Las decisiones del comité ejecutivo se toman por consentimiento unánime o, de lo contrario, el asunto bajo consideración se debe presentar al Directorio.

El Directorio puede revocar cualquier resolución del comité ejecutivo y ninguna decisión del comité ejecutivo puede contradecir una decisión previamente adoptada por el Directorio. Los siguientes asuntos deben ser aprobados por el Comité Ejecutivo: (i) presupuesto anual y cualquier modificación que exceda el 10% del monto aprobado; (ii) cualquier contrato

cuyo valor sea igual o superior a US$ 500.000; (iii) cualquier instrumento de deuda cuyo valor sea igual o superior a US$ 5.000.000; (iv) transacciones con afiliados; (v) consolidación de operaciones y desinversiones; (vi) cambios en las políticas contables y fiscales; y (vii) el inicio de procedimientos judiciales o administrativos, cuyo reclamo económico sea igual o superior a US$ 1.000.000. El comité ejecutivo debe reunirse al menos una vez a la semana y sus miembros tienen derecho a proponer asuntos para ser incluidos en la agenda de cada reunión.

**b) Remuneración**

La Ley General de Sociedades de Argentina establece que la remuneración de todos los directores (incluidos aquellos directores que también son miembros de la gerencia de primera línea) en un ejercicio no puede superar el 5% de la ganancia neta de dicho ejercicio, si la sociedad no paga dividendos respecto de dicha ganancia neta. La Ley General de Sociedades de Argentina incrementa el límite anual de la remuneración de los directores hasta un 25% de la ganancia neta si se distribuye como dividendos la totalidad de la ganancia neta de dicho ejercicio. No obstante, la Ley General de Sociedades de Argentina establece que el Estatuto de la Emisora puede disponer otros límites específicos a la remuneración de los directores, siempre respetando los límites legales mencionados anteriormente. El porcentaje disminuye proporcionalmente en base a la relación entre la ganancia neta y los dividendos distribuidos. La Ley General de Sociedades también establece que la asamblea de accionistas puede aprobar que la remuneración de los directores supere los límites dispuestos por la Ley General de Sociedades en caso de que la sociedad no disponga de ganancia neta o ésta sea baja, si los directores pertinentes desempeñaron compromisos o funciones técnico-administrativas especiales durante dicho ejercicio. La remuneración de todos los directores y de los miembros de la comisión fiscalizadora requiere la aprobación de los accionistas en asamblea.

El monto total de remuneración devengado por la Emisora a favor de todos los directores, gerentes de primera línea y miembros de la comisión fiscalizadora fue de Ps. 268 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2021, Ps. 382 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y Ps. 679 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, representando estos beneficios de corto plazo y los únicos beneficios otorgados a los directores y gerentes de primera línea.

Ni la Emisora ni ninguna de sus subsidiarias celebró ningún otro acuerdo que establezca beneficios o remuneración alguna a favor de cualquiera de los directores o miembros de la comisión fiscalizadora luego del vencimiento de sus mandatos o en caso de jubilación.

**c) Información sobre participaciones accionarias.**

La siguiente tabla detalla las acciones de la Emisora que se encuentran en poder de sus directores, gerentes de primera línea y miembros de la comisión fiscalizadora al 31 de diciembre de 2023, incluyendo ambas clases de acciones en forma indiscriminada:

| **Órgano** | **Número de Acciones** |
|---|---|
| Directorio | 8.586.707 |
| Gerencia de primera línea | - |
| Comisión Fiscalizadora | - |
| **Total** | 8.586.707 |

**d) Otra información relativa al Órgano de Administración, de Fiscalización y Comités Especiales:**

**COMITÉ DE AUDITORÍA**

El comité de auditoría de la Emisora está formado por Osvaldo Héctor Baños, Carlos Alberto de la Vega y Francisco Sersale. Los Sres. Osvaldo Héctor Baños y Carlos Alberto de la Vega satisfacen los requisitos de “independencia” de las Normas de la CNV. El comité de auditoría de la Emisora supervisa los procesos de generación de información contable y financiera y las auditorías de los estados financieros consolidados de la Emisora. El comité de auditoría tendrá la responsabilidad de, entre otras cosas:

- seleccionar a los auditores independientes y pre-aprobar todos los servicios de auditoría y servicios que no son de auditoría que hayan de ser prestados por nuestros auditores independientes;
- efectuar revisiones a intervalos regulares de la independencia de los auditores independientes;

- revisar todas las operaciones con partes vinculadas en forma permanente;
- analizar los estados financieros consolidados trimestrales y anuales auditados con la dirección y con los auditores independientes;
- efectuar revisiones periódicas y volver a evaluar si el reglamento del comité de auditoría sigue siendo apropiado;
- mantener reuniones en forma separada y a intervalos regulares con la dirección, con los auditores internos y con los auditores independientes;
- reportar al directorio en pleno a intervalos periódicos;
- supervisar la actuación del área de Compliance de la Emisora; y
- todo otro asunto que el directorio le delegue específicamente al comité de auditoría periódicamente.

**COMISIÓN FISCALIZADORA**

La Ley General de Sociedades y la Ley de Mercado de Capitales de Argentina exigen que toda sociedad que haga una oferta pública en la Argentina, como es el caso de la Sociedad, tenga una Comisión Fiscalizadora. El estatuto de la Emisora establece que la comisión fiscalizadora esté compuesta por tres síndicos titulares y tres síndicos suplentes que ejercen funciones por un ejercicio fiscal. En virtud de la Ley General de Sociedades, solo los abogados y contadores que puedan ejercer en Argentina o sociedades civiles compuestas por dichas personas pueden desempeñarse como síndicos en una sociedad anónima argentina.

Las principales responsabilidades de la Comisión Fiscalizadora de la Emisora son fiscalizar el cumplimiento por parte de la Emisora de la Ley General de Sociedades, el estatuto, las normas, si las hubiere, y las resoluciones de los accionistas, y realizar otras funciones que incluyen, entre otras: (i) supervisar e inspeccionar los libros y registros corporativos cuando se estime necesario, pero al menos trimestralmente; (ii) asistir a las reuniones de directores y asambleas de accionistas; (iii) elaborar un informe anual relativo a la situación económica de la Emisora y someterlo a consideración de los accionistas en la asamblea anual ordinaria; (iv) convocar una asamblea extraordinaria de accionistas cuando se estime necesario, por iniciativa propia o por solicitud de los accionistas, o una asamblea ordinaria cuando el Directorio de la Emisora no la convoque; (v) supervisar y controlar el cumplimento por la Emisora de las leyes y normas, el estatuto y las resoluciones de los accionistas; y (vi) examinar los reclamos por escrito de los accionistas que representen al menos el 2% del capital social.

En el ejercicio de dichas funciones, la Comisión Fiscalizadora no controla las operaciones de la Emisora ni evalúa los méritos de las decisiones tomadas por los directores. Los deberes y responsabilidades de un síndico suplente, cuando actúe en reemplazo de un síndico titular, ya sea de manera transitoria o permanente, son los mismos que los analizados precedentemente para el caso de los síndicos titulares. Los síndicos suplentes no tienen otros deberes y responsabilidades.

El siguiente cuadro brinda información sobre los miembros de la Comisión Fiscalizadora de la Emisora a la fecha del presente Prospecto, quienes fueron designados por la asamblea de accionistas celebrada el 27 de abril de 2023, y sus respectivos mandatos vencieron el 31 de diciembre de 2023. Sin embargo, los miembros de la Comisión Fiscalizadora continuarán en sus cargos hasta la designación de nuevos miembros.

| Nombre | Cargo | Clase de Accionistas proponente | Edad | Miembro desde |
|---|---|---|---|---|
| Diego M. Serrano Redonnet | Miembro Titular | A | 53 | 2015 |
| Alejandro Almarza | Miembro Titular | B | 62 | 2011 |
| Ignacio Ramón Arrieta | Miembro Titular | A y B | 48 | 2024 |
| Tomás Fernandez Madero | Miembro Suplente | A | 37 | 2024 |
| Carlos Javier Piazza | Miembro Suplente | B | 61 | 2015 |
| Fernando Gustavo Sasiain | Miembro Suplente | A y B | 50 | 2024 |

A la fecha del presente Prospecto, la designación de los miembros de la Comisión Fiscalizadora de la Emisora se encuentra pendiente de inscripción frente al registro público correspondiente.

Todos los miembros de la Comisión Fiscalizadora son “independientes” en virtud de las disposiciones de las Normas de la CNV, y las Resoluciones Técnicas emitidas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas.

A continuación, se presenta una breve descripción biográfica de los síndicos titulares y suplentes de la Comisión Fiscalizadora:

**Síndicos Titulares*:***

Diego M. Serrano Redonnet. El Sr. Serrano Redonnet es titular del DNI 18.000.376 y del CUIT 20-18000376-3, con domicilio en Suipacha N°1111, piso 18°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Serrano Redonnet se desempeña como síndico titular de la Emisora desde 2015. Es también síndico titular de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A, Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, Vientos de Necochea y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. A su vez, se desempeña como síndico de Banco Santander Argentina S.A., BRS Investment S.A., Santander Río Valores S.A., Santander Río Trust S.A., Santander Tecnología Argentina S.A., Santander Consumer S.A., Plaza Logística S.R.L., PL Ciudad S.R.L., Argentina Commercial Properties S.A., Commercial Properties Investment S.A., Commercial Properties Managemment S.A., Ingentis II Esquel S.A. y SMRC Automotive Tech Argentina S.A. Se desempeña como representante legal en Titan Tire Holdings LLC. El Sr. Serrano Redonnet es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina y posee un máster en derecho otorgado por Harvard Law School. El Sr. Serrano Redonnet es socio del estudio jurídico Pérez Alati, Grondona, Benites & Arntsen. Es profesor de finanzas societarias en la Universidad Católica Argentina.

*Alejandro Almarza.* El Sr. Almarza es titular del DNI 12.087.173 y del CUIT 20-12087173-1, con domicilio en 25 de Mayo N°432, piso 15°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr Almarza se desempeña como síndico titular de la Emisora desde abril de 2012. Actualmente, también se desempeña como síndico titular de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A, Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.; y como sindico suplente en la subsidiaria Vientos de Necochea S.A. Es socio del estudio Della Rocca – Piazza – Almarza, miembro de HLB International, una red mundial de estudios contables y asesores de negocios independientes. Asimismo, el Sr. Almarza se desempeñó como síndico titular de Macro Securities S.A., Macro Fiducia S.A., Banco del Tucumán S.A., Macro Warrants S.A. y Seguro de Depósitos S.A. El Sr. Almarza es profesor en la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires. Es contador egresado de la Universidad de Buenos Aires y se matriculó en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

*Ignacio Ramón Arrieta.* El Sr. Arrieta es titular del DNI 24.872.074 y del CUIT 20-24872074-4, con domicilio en la calle Esmeralda 1320, piso 4 "A", Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Arrieta se desempeña como Síndico titular de la Emisora desde abril de 2020, y también se desempeña como síndico titular de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A, Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. A su vez, se desempeña como síndico de GCDI S.A. El Sr. Arrieta es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires y posee un máster en derecho otorgado por Chicago Law School.

**Síndicos Suplentes*:***

*Tomás Fernandez Madero*. El Sr. Fernández Madero es titular del DNI 32.814.272 y del CUIT 20-32814272-5, con domicilio en la calle Fermín Pereyra 487, San Antonio de Areco, Provincia de Buenos Aires. El Sr. Fernández Madero se desempeña como Síndico suplente de la Emisora desde abril de 2024 y es también síndico suplente de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A, Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, Vientos de Necochea y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. El Sr. Fernández Madero es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina y posee un máster en derecho empresarial otorgado por la Universidad Austral.

*Fernando Gustavo Sasiain.* El Dr. Sasiain es titular del DNI 23.072.562 y del CUIT 20-23072562-5, con domicilio en la calle Marcelo T de Alvear 684, piso 10, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Dr. Sasiain se desempeña como Síndico suplente de la Emisora desde el 25 de abril de 2024 y también se desempeña como Síndico suplente de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A, Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.. El Dr. Sasiain es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires, posee un máster en derecho empresario de la Universidad Austral, un programa de negocios digitales en la Universidad de San Andrés, un Programa en

Abogacía Exponencial de la Universidad Austral, un Programa de Inversión Digital de Digital House y una Diplomatura en Economía y Derecho de la ONG Bitcoin Argentina.

**B) ASESORES**

La validez de las Obligaciones Negociables y ciertas cuestiones legales en relación con la ley de Argentina serán objeto de dictamen por parte de Bruchou & Funes de Rioja, asesores legales de la Emisora en Argentina.

**C) AUDITORES**

Los estados financieros consolidados de la Emisora por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023, fueron auditados por Deloitte & Co. S.A., auditores externos de la Emisora, cuya información se detalla a continuación:

| **Auditor** | **DNI** | **Estado financiero** | **Matrícula** | **CUIT** |
|---|---|---|---|---|
| Sergio E. Cortina (Titular) | 16.276.975 | 31/12/2023 | CPCEPBA T°163 F° 60 Legajo 42325/4 | 20-16276975-9 |
| Cristian Rapetti (Suplente) | 29.461.437 | 31/12/2023 | CPCECABA T° 340 F° 123 CPCEMZA N° 9.087 | 20-29461437-1 |
| Sergio E. Cortina (Titular) | 16.276.975 | 31/12/2022 | CPCEPBA T°163 F° 60 Legajo 42325/4 | 20-16276975-9 |
| Cristian Rapetti (Suplente) | 29.461.437 | 31/12/2022 | CPCECABA T° 340 F° 123 CPCEMZA N° 9.087 | 20-29461437-1 |
| Sergio E. Cortina (Titular) | 16.276.975 | 31/12/2021 | CPCEPBA T°163 F° 60 Legajo 42325/4 | 20-16276975-9 |
| Ricardo Ruiz (Suplente) | 14.927.004 | 31/12/2021 | CPCEPBA T° 126 F° 201 Legajo 32665/8 | 20-14927004-4 |

**e) Gobierno Corporativo:**

**Programa de Integridad y Compliance**

La Emisora ha adoptado y da cumplimiento a un Programa de Integridad y Compliance, que sigue las mejores prácticas y recomendaciones en la materia, que incluyen políticas y procedimientos de control anticorrupción, de acuerdo a la Ley 27.401 de Responsabilidad Penal de Personas Jurídicas por hechos de corrupción, capacitaciones y entrenamientos de colaboradores de la Sociedad a fin de dar correcto cumplimiento a la implementación a dichas políticas y está a cargo de un "Chief Compliance Officer" de la Sociedad, nombrado por el Directorio y supervisado por el Comité de Auditoría.

El principal documento del Programa es el Código de Conducta de la Sociedad y se complementa con el Código de Conducta para Proveedores y las siguientes políticas y procedimientos específicos de Compliance:

(1) Política de Reporte de Compliance – Medios de denuncia, protección contra represalias y discriminación al denunciante de Buena fe.
a. Procedimiento de Gestión de Denuncias y Conflictos de Interés
b. Procedimiento de Sanciones Disciplinarias
(2) Política Anti-Soborno, Anti-Corrupción y Anti-Lavado de dinero.
a. Procedimiento de Interacción con Funcionarios Públicos
(3) Política de Sanciones Económicas en el comercio internacional
(4) Política de Uso de Información Privilegiada.
(5) Política de Protección de Datos.

(6) Política de Proveedores/Contratistas.

**f) Empleados:**

La siguiente tabla contiene un detalle de los empleados de la Emisora al 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023.

| | **Al 31 de diciembre de** | | |
|---|---|---|---|
| | **2021** | **2022** | **2023** |
| Gerencia de Primera Línea | 6 | 6 | 6 |
| Profesionales | 177 | 202 | 248 |
| Administrativos | 11 | 16 | 32 |
| Personal de operaciones y mantenimiento | 69 | 70 | 71 |
| **Total** | **263** | **294** | **357** |

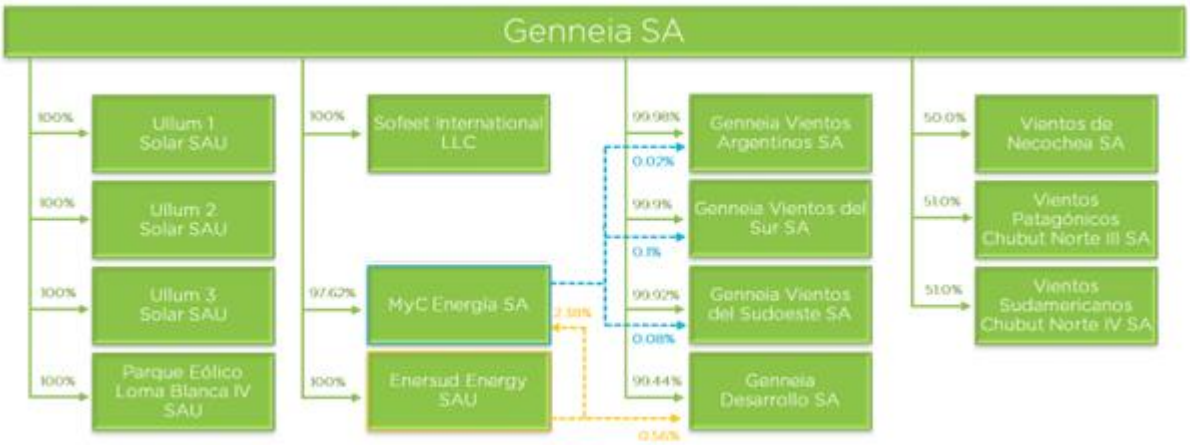
El personal de operación y mantenimiento de las centrales térmicas de la Emisora (que durante el período el 31 de diciembre de 2023 representaba 18,77%) de su dotación se encuentra afiliado al sindicato de Luz y Fuerza y el 1,12% se encuentra afiliado a otros sindicatos. Aproximadamente el 19,89% de los trabajadores de la Emisora se encuentra cubierto por beneficios otorgados por convenios colectivos de trabajo. Históricamente, la Emisora ha mantenido buenas relaciones con sus sindicatos y no ha experimentado huelgas en la historia de la empresa.

A la fecha del presente Prospecto, la Emisora se encuentra cumpliendo regularmente con el pago de sueldos de sus empleados sin modificaciones, y no ha habido suspensiones y otras medidas adoptadas respecto del vínculo laboral con sus empleados.

## VII. ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS

**a) Estructura del Emisor y su grupo económico.**

La Emisora no forma parte de un grupo económico. A continuación, se detallan las principales subsidiarias operativas de la Emisora a la fecha de este prospecto:




Los parques eólicos Rawson I y II, Rawson III, Madryn I, Madryn II, Pomona II, Villalonga II y Chubut Norte II y las centrales térmicas (excepto la central térmica de Cruz Alta) son de propiedad directa de Genneia.

Las principales subsidiarias de Genneia son Enersud Energy S.A.U., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Vientos de Necochea S.A., Genneia Desarrollos S.A. (o GEDESA), Parque Eólico Loma Blanca IV S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3 y Sofeet International LLC. El resto de las subsidiarias de la Emisora son actualmente subsidiarias no operativas. A continuación, aparece una breve descripción de las principales subsidiarias de la Emisora:

- Enersud Energy S.A.U. es una subsidiaria constituida en 2004 que se dedica al negocio de comercialización de energía eléctrica. Véase "*Información sobre la Emisora —Comercialización de Gas Natural y Capacidad de Transporte.*"
- Genneia Vientos Argentinos S.A. es una subsidiaria constituida en 2016 como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación del proyecto Villalonga.
- Genneia Vientos del Sur S.A. es una subsidiaria constituida en 2016 como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación del proyecto Chubut Norte I.
- Genneia Vientos del Sudoeste S.A. es una subsidiaria constituida en 2016 como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación del proyecto Pomona I.
- Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. (antes denominada "Genneia Vientos Sudamericanos S.A.") es una subsidiaria constituida en 2016 como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación del proyecto Chubut Norte IV. El 26 de agosto de 2019, la Emisora y su subsidiaria MyC Energía S.A. efectivizaron la transferencia a Pan American Fueguina S.A., subsidiaria de Pan American Energy SL, del 49% de su participación accionaria en Genneia Vientos Sudamericanos S.A. para el desarrollo conjunto del mencionado proyecto de generación eólica. En la misma fecha, la subsidiaria cambió su denominación social a Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A.
- Vientos de Necochea S.A. es una subsidiaria constituida en 2016 como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación de proyecto Necochea. La Emisora y Centrales de la Costa, una sociedad controlada por la Provincia de Buenos Aires, celebraron un acuerdo de *joint venture* para desarrollar este proyecto y cada parte es titular del 50% de Vientos de Necochea S.A. Durante los cuatro primeros períodos anuales de la sociedad, el presidente será uno de los cuatro directores designados, quienes tendrán doble voto en caso de empate, con la excepción de ciertas cuestiones. La Emisora llevará adelante la administración y operación de la sociedad vehículo. En consecuencia, de conformidad con las NIIF, la Emisora tiene el control de la sociedad vehículo durante los primeros cuatro períodos anuales.

- GEDESA fue constituida como una sociedad vehículo para el desarrollo y operación de la central térmica Cruz Alta, a través de la adquisición de (y subsiguiente fusión con) GETSA con fecha 11 de agosto de 2017.
- Parque Eólico Loma Blanca IV es una subsidiaria constituida en 2009 como una sociedad vehículo para la ejecución desarrollo y operación del Parque Eólico Trelew, adquirido por la Emisora el 29 de noviembre de 2017.
- Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. (antes denominada "Genneia Vientos Patagónicos S.A.") es una subsidiaria constituida en 2018, como vehículo creado con el exclusivo propósito de llevar a cabo, desarrollar y explotar el proyecto Chubut Norte III. El 26 de agosto de 2019, la Emisora y su subsidiaria MyC Energía S.A. efectivizaron la transferencia a Pan American Fueguina S.A., subsidiaria de Pan American Energy SL, del 49% de su participación accionaria en Genneia Vientos Patagónicos S.A. para el desarrollo conjunto del mencionado proyecto de generación eólica. En la misma fecha, la subsidiaria cambio su denominación social a Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A.
- Ullum 1 Solar S.A.U. es una subsidiaria constituida en 2018, como vehículo creado con el exclusivo propósito de llevar a cabo, desarrollar y explotar la central solar fotovoltaica Ullum 1, adquirida el 9 de abril de 2018.
- Ullum 2 Solar S.A.U. es una subsidiaria constituida en 2016, como vehículo creado con el exclusivo propósito de llevar a cabo, desarrollar y explotar la central solar fotovoltaica Ullum 2, adquirida el 9 de abril de 2018.
- Ullum 3 Solar S.A.U. es una subsidiaria constituida en 2016, como vehículo creado con el exclusivo propósito de llevar a cabo, desarrollar y explotar la central solar fotovoltaica Ullum 3, adquirida el 9 de abril de 2018.
- Sofeet International LLC es una subsidiaria constituida en Delaware, Estados Unidos, en 2018, como una Compañía de Responsabilidad Limitada y adquirida por la Emisora en junio del 2020. Con el objeto de realizar cualquier negocio que se encuentre aceptado dentro de las leyes del Estado de Delaware, Estados; entre otras cuestiones, actividades de inversión, garantizar deuda de la Emisora y otras actividades en el exterior complementarias a las previstas en el estatuto social de la Sociedad.

**b) Accionistas o Socios principales**

A la fecha del presente Prospecto, la composición del capital accionario de la Emisora es la siguiente:

| | Clase de Acciones | Número de Acciones Clase A | Porcentaje de Acciones Clase A | Número de Acciones Clase B | Porcentaje de Acciones Clase B | Porcentaje total del Capital |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Argentum Investments I LLC | A | 44.923.347 | 87,20% | — | — | 43,60% |
| LAIG Eolia S.A. (anteriormente, "Prado Largo S.A.") | A | 6.596.901 | 12,80% | — | — | 6,40% |
| Fintech Energy LLC | B | — | — | 25.760.124 | 50,00% | 25,00% |
| Banco de Servicios y Transacciones S.A.(1) | B | — | — | 8.586.706 | 16,70% | 8,33% |
| Jorge Pablo Brito | B | — | — | 8.586.707 | 16,70% | 8,33% |
| Delfín Jorge Ezequiel Carballo | B | — | — | 8.586.711 | 16,70% | 8,33% |
| | | **51.520.248** | **100,00%** | **51.520.248** | **100,00%** | **100,00%** |

(1) Titular fiduciario de las acciones en virtud del "Fideicomiso en Garantía JHB OT", constituido por los herederos de Jorge Horacio Brito.

Las acciones Clase A y acciones Clase B de la Emisora tienen los mismos derechos de voto, distribución y liquidación, sujeto a los términos del Acuerdo de Accionistas de la Emisora (tal como se define más adelante).

*Argentum Investments I LLC* es una sociedad de responsabilidad limitada constituida bajo las leyes de Delaware, cuyo miembro gerente es PointArgentum Master Fund LP.

*LAIG Eolia S.A. (anteriormente Prado Largo S.A.)* es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de Uruguay como el vehículo de inversión centrado en Argentina perteneciente a LAIG Investments. Fundada en 2008, LAIG Investments invierte en compañías del sector energético en toda América Latina y actualmente controla y opera activos de generación de energía, la cadena de valor del gas, energías renovables, soluciones de gestión de flota y eficiencia energética. Su domicilio

en Argentina es San Martin 492, piso 7°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Jorge de Pablo Cajal es el único accionista de LAIG Investments.

*Fintech Energy LLC* es una sociedad de responsabilidad limitada constituida bajo las leyes de Delaware, controlada por Fintech Advisory Inc., una sociedad de responsabilidad limitada con sede en Nueva York con una estrategia de retorno a largo plazo enfocada en mercados emergentes, que posee inversiones en diversas empresas de Argentina, entre las que se incluye una de las empresas de telecomunicación más importantes. Su domicilio en Argentina es Bouchard 680, piso 14°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. David Manuel Martínez es el único accionista de la sociedad Fintech Advisory Inc.

*Banco de Servicios y Transacciones S.A.* es un banco corporativo de Argentina, con presencia en el mercado desde el 2002. El banco se especializa en brindar soluciones financieras para banca empresas, banca fiduciaria, mercado de capitales, servicios de tesorería y comercio exterior.

*Jorge Pablo Brito* es un inversor argentino con un rol activo en la industria bancaria. Es director titular y presidente de la Emisora. El Sr. Brito es miembro del Directorio de Banco Macro S.A.

*Delfín Jorge Ezequiel Carballo* es un inversor argentino con más de 30 años de experiencia en la industria bancaria. El Sr. Carballo es el director suplente del Directorio de Banco Macro S.A. y director suplente de Bolsas y Mercados Argentinos S.A.

Jorge Pablo Brito es el hermano de Marcos Brito. El director suplente Delfín Federico Ezequiel Carballo es el hijo de Delfín Jorge Ezequiel Carballo. Además, Jorge Pablo Brito, Marcos Brito y Delfín Federico Ezequiel Carballo son primos.

**c) Transacciones con partes relacionadas.**

La Emisora realiza, y es posible que en el futuro realice, transacciones con partes relacionadas. La Emisora considera que las transacciones y operaciones con partes relacionadas fueron desarrolladas en el curso ordinario de los negocios, entre partes independientes y de conformidad con las prácticas de mercado habituales.

Las transacciones con partes relacionadas de la Emisora se detallan en la nota 6 a los estados financieros anuales. A continuación, se incluye un resumen de las transacciones con partes relacionadas más relevantes de la Emisora. Se hace saber que Banco Macro S.A y sus afiliadas consideran que no revisten el carácter de partes relacionadas con respecto a la Emisora y sus subsidiarias.

**Deuda**

Durante los ejercicios 2021, 2022 y 2023, la Emisora realizó las siguientes operaciones con partes relacionadas:

- Durante los ejercicios 2021, 2022 y 2023 se realizaron ventas por generación de energía al Banco Macro S.A. por Ps.14 millones, Ps.36 millones y Ps.97 millones, respectivamente.
- Durante el 2022 y 2023, la Emisora recibió diversos préstamos de Banco Macro S.A. por un importe de US$1,5 millones y US$1,9 millones, respectivamente.

## VIII. ACTIVOS FIJOS DE LA EMISORA

La mayoría de las propiedades consisten en los equipos de generación y terrenos de parques eólicos, parques solares y centrales térmicas, todas ubicados en Argentina. Véase la nota 5 (f) a los estados financieros anuales.

El siguiente cuadro presenta información clave sobre las centrales operativas de la Emisora:

| | Ubicación | Fecha de comienzo de operaciones comerciales | Capacidad Instalada (MW) la fecha del presente Prospecto |
|---|---|---|---|
| **Parques Eólicos** | | | |
| Rawson I y II..... | Provincia del Chubut | enero 2012 | 83,65 |
| Trelew..... | Provincia del Chubut | agosto 2013[1] | 51,00 |
| Rawson III ..... | Provincia del Chubut | diciembre 2017 | 25,05 |
| Madryn I ..... | Provincia del Chubut | noviembre 2018 | 71,10 |
| Villalonga I ..... | Provincia de Buenos Aires | diciembre 2018 | 51,70 |
| Chubut Norte I..... | Provincia del Chubut | diciembre 2018 | 28,80 |
| Villalonga II ..... | Provincia de Buenos Aires | febrero 2019 | 3,45 |
| Pomona I ..... | Provincia de Rio Negro | julio 2019 | 101,40 |
| Pomona II ..... | Provincia de Rio Negro | agosto 2019 | 11,70 |
| Madryn II ..... | Provincia del Chubut | septiembre 2019 | 151,20 |
| Necochea [3] ..... | Provincia de Buenos Aires | febrero 2020 | 37,95 |
| Chubut Norte II ..... | Provincia del Chubut | marzo 2021 | 26,28 |
| Chubut Norte III [4] ..... | Provincia del Chubut | febrero 2021 | 57,66 |
| Chubut Norte IV [4]..... | Provincia del Chubut | febrero 2021 | 83,22 |
| **Parques Solares** | | | |
| Ullum I ..... | Provincia de San Juan | diciembre 2018 | 25,00 |
| Ullum II..... | Provincia de San Juan | diciembre 2018 | 25,00 |
| Ullum III ..... | Provincia de San Juan | diciembre 2018 | 32,00 |
| Sierras de Ullum ..... | Provincia de San Juan | marzo 2023 | 78,00 |
| Tocota III ..... | Provincia de San Juan | febrero 2024 | 60,00 |
| **Centrales Térmicas** | | | |
| Bragado II ..... | Provincia de Buenos Aires | febrero 2017 | 59 |
| Bragado III ..... | Provincia de Buenos Aires | mayo 2017 | 59 |
| Cruz Alta ..... | Provincia de Tucumán | enero 2002/febrero 2003[2] | 245,00 |
| **Total** | | | **1.329** |

_____

Notas:

(1) Esta central inició operaciones comerciales en agosto de 2013 pero ha sido operada por la Sociedad desde el 29 de noviembre de 2017, cuando fue adquirida por la Emisora.

(2) Esta central inició operaciones comerciales en enero de 2002 y febrero de 2003 pero ha sido operada por la Emisora (a través de GEDESA) desde el 11 de agosto de 2017, cuando fue adquirida por la Emisora.

(3) La participación accionaria de la Compañía en el Parque Eólico Necochea es del 50%.

(4) La participación accionaria de la Compañía en el Parque Chubut Norte IV es del 51%.

El siguiente mapa muestra la ubicación geográfica de los activos de generación de energía eléctrica de la Emisora operativos a la fecha de este prospecto.

| Operating Assets | Installed Capacity (MW) | COD |
|---|---|---|
| **Wind** | | |
| 1 Rawson I | 53 | Jan-12 |
| 1 Rawson II | 31 | Jan-12 |
| 1 Rawson III | 25 | Dec-17 |
| 1 Trelew | 51 | Aug-13 |
| 1 Madryn I | 71 | Nov-18 |
| 1 Madryn II | 151 | Sep-19 |
| 1 Chubut Norte I | 29 | Dec-18 |
| 1 Chubut Norte II | 26 | Mar-21 |
| 1 Chubut Norte III | 58 | Feb-21 |
| 1 Chubut Norte IV | 83 | Feb-21 |
| 2 Villalonga I | 52 | Dec-18 |
| 2 Villalonga II | 3 | Feb-19 |
| 3 Pomona I | 101 | Jul-19 |
| 3 Pomona II | 12 | Aug-19 |
| 4 Necochea | 38 | Feb-20 |
| 5 La Elbita | 162 | 4Q 2024E |
| **Solar** | | |
| 6 Ullum 1 | 25 | Dec-18 |
| 6 Ullum 2 | 25 | Dec-18 |
| 6 Ullum 3 | 32 | Dec-18 |
| 6 Sierras de Ullum | 78 | Mar-23 |
| 7 Tocota III | 60 | Feb-24 |
| 8 Los Molles | 93 | 1H 2025E |
| **Thermal** | | |
| 8 Bragado II & III | 118 | Feb-17/May-17 |
| 9 Cruz Alta | 245 | Jan-02/Feb-03 |

Note: (1) Genneia's gross interest.

**Centrales Eléctricas Operativas hasta el 31 de diciembre de 2023**

El siguiente cuadro presenta las ventas medidas en la moneda funcional de la Emisora (expresadas en millones de US$), el factor de disponibilidad y la generación neta de los activos de generación de energía de la Emisora para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

| | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | |
|---|---|---|---|
| | **2023** | **2022** | **2021** |
| **Parques eólicos** | | | |
| Rawson I y II | | | |
| Ventas | 36,1 | 35,3 | 33,7 |
| Factor de disponibilidad | 97,7% | 96,5% | 96,2% |
| Generación neta (GWh) | 279 | 272 | 266 |
| Rawson III | | | |
| Ventas | 8,7 | 7,9 | 7,3 |
| Factor de disponibilidad | 96,2% | 96,6% | 95,9% |
| Generación neta (GWh) | 103 | 106 | 103 |
| Trelew | | | |
| Ventas | 20,0 | 19,4 | 18,4 |
| Factor de disponibilidad | 80,7% | 83,2 | 77,7% |
| Generación neta (GWh) | 154 | 150 | 144 |
| Chubut Norte I | | | |
| Ventas | 10,9 | 10,5 | 10,1 |
| Factor de disponibilidad | 98,4% | 97% | 95% |
| Generación neta (GWh) | 131 | 129 | 126 |
| Madryn I | | | |
| Ventas | 28,3 | 28,0 | 28,3 |

| | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | |
|---|---|---|---|
| | **2023** | **2022** | **2021** |
| Factor de disponibilidad | 96,6% | 96,5% | 97% |
| Generación neta (GWh) | 307 | 308 | 302 |
| Madryn II | | | |
| Ventas | 58,7 | 57,4 | 57,3 |
| Factor de disponibilidad | 96,6% | 96,1% | 96,5% |
| Generación neta (GWh) | 639 | 643 | 625 |
| Villalonga I | | | |
| Ventas | 15,7 | 16,8 | 15,5 |
| Factor de disponibilidad | 93,9% | 96,6% | 97,1% |
| Generación neta (GWh) | 225 | 247 | 231 |
| Villalonga II | | | |
| Ventas | 0,9 | 0,9 | 0,9 |
| Factor de disponibilidad | 96,6% | 96,3 | 97,9% |
| Generación neta (GWh) | 15 | 16 | 15 |
| Pomona I | | | |
| Ventas | 27,6 | 28,0 | 24,5 |
| Factor de disponibilidad | 95,8% | 96,8% | 95,4% |
| Generación neta (GWh) | 393 | 417 | 367 |
| Pomona II | | | |
| Ventas | 2,8 | 3,0 | 2,8 |
| Factor de disponibilidad | 94,8% | 99,0% | 98,6% |
| Generación neta (GWh) | 49 | 53 | 47 |
| Necochea [6] | | | |
| Ventas | 10,8 | 9,8 | 10,5 |
| Factor de disponibilidad | 96,8% | 89,1% | 97,8% |
| Generación neta (GWh) | 155 | 151 | 158 |
| Chubut Norte II [5] | | | |
| Ventas | 5,3 | 5,6 | 5,0 |
| Factor de disponibilidad | 98,5% | 98,8% | 86,9% |
| Generación neta (GWh) | 85 | 99 | 88 |
| Chubut Norte III [5] [6] | | | |
| Ventas | 18,6 | 18,2 | 13,5 |
| Factor de disponibilidad | 94,3% | 97,4% | 88,7% |
| Generación neta (GWh) | 219 | 247 | 211 |
| Chubut Norte IV [5] [6] | | | |
| Ventas | 11,0 | 11,9 | 9,3 |
| Factor de disponibilidad | 93,8% | 94,8% | 79,1% |
| Generación neta (GWh) | 384 | 378 | 319 |
| | | | |
| **Parques solares** | | | |
| Ullum Solar I[4] | | | |
| Ventas | 4,1 | 4,0 | 4,0 |
| Factor de disponibilidad | 77,4% | 79,9% | 79,8% |
| Generación neta (GWh) | 61 | 63 | 61 |
| Ullum Solar II[4] | | | |
| Ventas | 4,3 | 4,3 | 4,0 |
| Factor de disponibilidad | 82,4% | 82,2% | 81,7% |
| Generación neta (GWh) | 63 | 64 | 63 |
| Ullum Solar III[4] | | | |
| Ventas | 5,6 | 5,5 | 5,3 |
| Factor de disponibilidad | 80,5% | 82,2% | 80,2% |
| Generación neta (GWh) | 80 | 83 | 80 |
| Sierras de Ullum | | | |
| Ventas | 7,8 | | |
| Factor de disponibilidad | 68,7% | | |

| | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | |
|---|---|---|---|
| | 2023 | 2022 | 2021 |
| Generación neta (GWh)..... | 152 | | |
| Tocota III | | | |
| Ventas..... | 0,0 | | |
| Factor de disponibilidad ..... | - | | |
| Generación neta (GWh)..... | 0 | | |
| | | | |
| **Centrales térmicas** | | | |
| Matheu[2] | | | |
| Ventas..... | - | - | - |
| Factor de disponibilidad ..... | - | - | - |
| Generación neta (GWh) ..... | - | - | - |
| Paraná[2] | | | |
| Ventas..... | - | - | - |
| Factor de disponibilidad ..... | - | - | - |
| Generación neta (GWh)..... | - | - | - |
| Concepción del Uruguay [3] | | | |
| Ventas..... | - | - | - |
| Factor de disponibilidad ..... | - | - | - |
| Generación neta (GWh)..... | - | - | - |
| Olavarría[2] | | | |
| Ventas..... | - | - | - |
| Factor de disponibilidad ..... | - | - | - |
| Generación neta (GWh)..... | - | - | - |
| Las Armas | | | |
| Ventas..... | - | - | - |
| Factor de disponibilidad ..... | - | - | 4,86% |
| Generación neta (GWh)..... | - | - | 1 |
| Bragado [1] | | | |
| Ventas..... | 33,2 | 31,2 | 38,6 |
| Factor de disponibilidad ..... | 98,7% | 94,5 | 95,3% |
| Generación neta (GWh)..... | 274 | 256 | 283 |
| Pinamar[2] | | | |
| Ventas..... | - | - | - |
| Factor de disponibilidad ..... | - | - | - |
| Generación neta (GWh)..... | - | - | - |
| Cruz Alta | | | |
| Ventas..... | 7,1 | 12,0 | 9,6 |
| Factor de disponibilidad ..... | 89,1% | 97,9% | 99,1% |
| Generación neta (GWh)..... | 73 | 21 | 13 |

Notas:

(1) La central térmica Bragado I dejo de operar el 01 de noviembre del 2021, conforme lo determinado mediante RESOL-2021-1120-APN-SE#MEC.

(2) La central térmica de Matheu dejó de operar a partir del 30 de abril de 2020, conforme lo determinado mediante Resolución B-144924-1 del Ministerio de Finanzas.

Las centrales térmicas Concepción del Uruguay, Olavarría y Las Armas I dejaron de operar a partir del 01 de noviembre de 2020, conforme a lo determinado mediante la Resolución RESOL-2020-123-APN-SE#MDP, RESOL-202041-APN-SE#MDP and RESOL-2020-208-APNSE#MD respectivamente.

La central térmica Paraná, dejó de operar a partir del 9 de diciembre 2020, conforme a lo determinado mediante la Resolución RESOL-2020-285-APN-SE#MEC.

La central térmica Las Armas II, dejó de operar a partir del 1 de mayo 2021, conforme a lo determinado mediante la Resolución RESOL-2021-376-APN-SE#MEC

(3) Chubut Norte II inició operación comercial el 27 de marzo de 2021, Chubut Norte III el 25 de febrero de 2021 y Chubut Norte IV el 4 de febrero de 2021.

(4) Corresponde a negocios conjuntos que posee la Sociedad. Los importes de ventas indicados corresponden al 100% de los ingresos de cada negocio conjunto.

## IX. ANTECEDENTES FINANCIEROS.

### A) Estados financieros

Los estados financieros anuales de la Emisora correspondientes al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, se incorporan por referencia al presente Prospecto, de conformidad con lo establecido en el art. 79 de la Sección VIII del Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV.

Los estados financieros consolidados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, han sido confeccionados de conformidad con las NIIF. La adopción de las NIIF tal como fueron emitidas por el IASB, fue resuelta por la Resolución Técnica N° 26 (texto ordenado) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("**FACPCE**") y por las Normas de la CNV.

Estos estados financieros se encuentran publicados y pueden ser consultados en el sitio web de la CNV, www.argentina.gob.ar/cnv, en el ítem —Empresas, bajo los siguientes números de identificación:

- Estados financieros anuales al 31 de diciembre de 2023 y 2022: Documento publicado bajo N° de ID 3164243, con fecha 8 de marzo de 2024. (Referenciado en adelante como (1)).

- Estados financieros anuales al 31 de diciembre de 2021: Documento publicado bajo N° de ID 3015392, con fecha 28 de marzo de 2022. (Referenciado en adelante como (3)).

A partir del ejercicio 2023 presentado en forma comparativa con las cifras del ejercicio 2022, el Directorio y la Gerencia de la Sociedad han decidido exponer en el rubro denominado "Efectivo y equivalentes de efectivo" del estado de situación financiera, los saldos al cierre de caja, bancos e inversiones temporarias que reúnan las características de "equivalentes de efectivo" descriptas en la nota 3.4.1 a los estados financieros. Las demás inversiones temporarias que no reúnen dichas características se exponen en el rubro "Inversiones en activos financieros" del mencionado estado.

Las cifras correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 han sido adecuadas para permitir su comparación, habiendo generado una disminución del rubro Inversiones en activos financieros con contrapartida en el rubro Efectivo y equivalentes de efectivo por Ps.10.689 millones, a dicha fecha.

Este cambio solo ha impactado en los mencionados rubros del estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2021, sin que se vean modificados el activo corriente, el activo no corriente o el total del activo del estado de situación financiera, como así tampoco la información presentada en los estados de resultados y otros resultados integrales, de cambios en el patrimonio o de flujos de efectivo.

A partir del ejercicio 2023 presentado en forma comparativa con las cifras del ejercicio 2022, el Directorio y la Gerencia de la Sociedad han decidido exponer las ventas del segmento renovable solar por separado de las ventas del segmento renovable eólico. Las cifras correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 han sido adecuadas para permitir su comparación. Este cambio solo ha impactado en la nota de segmentos y aperturas de rubro, sin que se vean modificadas las ventas, el coste de ventas, la utilidad bruta u otras líneas presentadas en los estados de resultados y otros resultados integrales, como así tampoco la información presentada en los estados de cambios en el patrimonio, de flujos de efectivo u situación financiera.

**ESTADO DE RESULTADOS Y OTROS RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023, 2022 y 2021.**

**Información seleccionada del Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales Consolidados (de acuerdo a NIIF) por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:**

| | Al 31/12/2023 Consolidado | Al 31/12/2022 Consolidado | Al 31/12/2021 Consolidado |
|---|---|---|---|
| | Cifras expresadas en millones de Pesos (excepto por los resultados por acción) | | |
| Ingresos por ventas | 95.922 | 37.856 | 26.664 |
| Costo de ventas | (33.297) | (14.293) | (9.541) |

| | Al 31/12/2023 Consolidado | Al 31/12/2022 Consolidado | Al 31/12/2021 Consolidado |
|---|---|---|---|
| | Cifras expresadas en millones de Pesos (excepto por los resultados por acción) | | |
| **Utilidad bruta** | **62.625** | **23.563** | **17.123** |
| Gastos de comercialización | (1.182) | (409) | (269) |
| Gastos de administración | (11.447) | (2.662) | (1.266) |
| Resultados por inversiones en negocios conjuntos | 1.727 | 909 | (52) |
| Otros egresos, netos | (1.123) | (353) | (943) |
| Resultados financieros, netos | (12.173) | (7.758) | (8.959) |
| **Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias** | **38.427** | **13.290** | **5.634** |
| Impuesto a las ganancias | (1.928) | (549) | (10.317) |
| **Utilidad (pérdida) neta del ejercicio** | **36.499** | **12.741** | **(4.683)** |
| **Otros resultados integrales** | | | |
| Diferencia de cambio por conversión | 210.229 | 19.771 | 4.996 |
| **Total de otros resultados integrales** | **210.229** | **19.771** | **4.996** |
| **Resultado integral total del ejercicio** | **246.728** | **32.512** | **313** |
| **Utilidad (pérdida) neta atribuible a:** | | | |
| Propietarios de la controladora | 36.499 | 12.741 | (4.683) |
| **Total utilidad (pérdida) del ejercicio** | **36.499** | **12.741** | **(4.683)** |
| **Resultado integral total atribuible a:** | | | |
| Propietarios de la controladora | 246.728 | 32.512 | 313 |
| **Resultado integral total del ejercicio** | **246.728** | **32.512** | **313** |
| **Utilidad (pérdida) por acción (básica y diluída)** | **354,22** | **123,65** | **(45,45)** |

**Información seleccionada del Estado de Situación Financiera Consolidado al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:**

| | Al 31/12/2023 (en millones de Pesos) | Al 31/12/2022 (en millones de Pesos) | Al 31/12/2021 (en millones de Pesos) |
|---|---|---|---|
| **Activo corriente** | | | |
| Efectivo y equivalentes de efectivo | 88.598 | 20.790 | 16.919 |
| Inversiones en activos financieros | 31.004 | 5.618 | 6.861 |
| Créditos por ventas | 49.631 | 12.546 | 6.390 |
| Otros créditos | 13.174 | 2.642 | 1.493 |
| Inventarios | 1.850 | 220 | 133 |
| Total del activo corriente | **184.257** | **41.816** | **31.796** |
| **Activo no corriente** | | | |
| Otros créditos | 27.482 | 10.478 | 2.128 |
| Inversiones en negocios conjuntos | 43.122 | 9.396 | 4.922 |
| Inventarios | 7.231 | 1.515 | 1.023 |
| Bienes de uso | 998.182 | 182.641 | 104.640 |
| Activos intangibles | 11.528 | 3.180 | 2.222 |
| Total del activo no corriente | **1.087.545** | **207.210** | **114.935** |
| Total del activo | **1.271.802** | **249.026** | **146.731** |
| **Pasivo corriente** | | | |
| Cuentas por pagar | 94.674 | 13.832 | 6.496 |

| | Al 31/12/2023 (en millones de Pesos) | Al 31/12/2022 (en millones de Pesos) | Al 31/12/2021 (en millones de Pesos) |
|---|---|---|---|
| Préstamos | 125.025 | 33.231 | 20.848 |
| Remuneraciones y cargas sociales | 7.183 | 1.082 | 591 |
| Cargas fiscales | 1.522 | 1.110 | 501 |
| Impuesto a las ganancias neto a pagar | 8.017 | 4.636 | 2.127 |
| Otros pasivos | 14.097 | 1.825 | 229 |
| Previsiones | 346 | 246 | 162 |
| Total del pasivo corriente | **250.864** | **55.962** | **30.954** |
| **Pasivo no corriente** | | | |
| Préstamos | 542.958 | 99.731 | 69.790 |
| Otros pasivos | 3.409 | 1.061 | 813 |
| Pasivo por impuesto diferido | 172.843 | 37.272 | 22.686 |
| Total del pasivo no corriente | **719.210** | **138.064** | **93.289** |
| Total del pasivo | **970.074** | **194.026** | **124.243** |
| **Patrimonio** | | | |
| Capital suscripto | 103 | 103 | 103 |
| Prima de emisión | 2.862 | 2.862 | 2.862 |
| Contribuciones de capital | 32 | 32 | 32 |
| Reserva legal | 21 | 20 | 20 |
| Reserva facultativa | 7.817 | - | - |
| Otros resultados integrales | 253.990 | 43.761 | 23.990 |
| Resultados no asignados | 36.903 | 8.222 | (4.519) |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | **301.728** | **55.000** | **22.488** |
| Total del pasivo y patrimonio | **1.271.802** | **249.026** | **146.731** |

**Estados de Flujos de Efectivo Consolidados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:**

| | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | |
|---|---|---|---|
| | **2023** | **2022** | **2021** |
| | (en millones de Pesos) | | |
| Efectivo generado por las operaciones | 68.218 | 35.746 | 15.609 |
| Efectivo (aplicado a) generado por las actividades de inversión | (64.506) | (18.750) | 1.493 |
| Efectivo generado por (aplicado a) las actividades de financiación | 11.564 | (23.544) | (2.903) |
| Efecto de las variaciones del tipo de cambio sobre el efectivo | 52.532 | 3.558 | 615 |
| Aumento (disminución) neta del efectivo | 67.808 | (2.990) | 14.814 |

**Otra Información Financiera**

| | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | |
|---|---|---|---|
| | **2023** | **2022** | **2021** |
| | (en millones de Pesos) | | |
| Utilidad (pérdida) neta del ejercicio | 36.499 | 12.741 | (4.863) |
| Impuesto a las ganancias | 1.928 | 549 | 10.317 |
| Resultados financieros, netos | 12.173 | 7.758 | 8.959 |

| | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | |
|---|---|---|---|
| | **2023** | **2022** | **2021** |
| | (en millones de Pesos) | | |
| Depreciaciones y amortizaciones | 19.051 | 8.507 | 6.404 |
| Otros egresos, netos[(1)] | 1.123 | 353 | 943 |
| Resultados por inversiones en negocios conjuntos | (1.727) | (909) | 52 |
| EBITDA Ajustado | **69.047** | **28.999** | **21.992** |

(1) Al 31 de diciembre de 2021 incluyen Ps.410 millones correspondientes a impuesto a los débitos y créditos bancarios, Ps.838 millones por desvalorización de bienes de uso y Ps.305 millones de otros ingresos y egresos diversos. Al 31 de diciembre de 2022 incluyen Ps.499 millones correspondientes a impuesto a los débitos y créditos bancarios y Ps.146 millones de otros ingresos y egresos diversos. Al 31 de diciembre de 2023 incluyen Ps.1.127 millones correspondientes a impuesto a los débitos y créditos bancarios, Ps.547 millones al resultado (pérdida) por la venta por los equipos de generación asociados a la Central Térmica de Las Armas y Ps.543 millones de otros ingresos diversos.

**B) Indicadores financieros:**

**Al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:**

| **RATIOS** | **Al 31/12/2023 Consolidado** | **Al 31/12/2022 Consolidado** | **Al 31/12/2021 Consolidado** |
|---|---|---|---|
| Liquidez Corriente (Activo Corriente / Pasivo Corriente) | 0,73 | 0,75 | 1,03 |
| Solvencia (Patrimonio Neto / Pasivo) | 0,31 | 0,28 | 0,18 |
| Inmovilización del capital (Activo No Corriente / Activo Total) | 0,86 | 0,83 | 0,78 |
| Rentabilidad (Resultado del ejercicio/ Patrimonio Promedio) | 0,20 | 0,33 | (0,20) |

**C) CAPITALIZACIÓN Y ENDEUDAMIENTO:**

**Endeudamiento**

El siguiente cuadro establece la deuda de corto plazo y capitalización al 31 de diciembre de 2023.

Esta información debe leerse junto con los estados financieros auditados de la Emisora incorporados por referencia al presente Prospecto.

| | **Al 31/12/2023 Consolidado** (en millones de Pesos) |
|---|---|
| **Préstamos** | |
| A corto plazo | 125.025 |
| A largo plazo | 542.958 |
| **Total préstamos** | **667.983** |
| **Patrimonio** | |
| Capital social suscripto | 103 |
| Prima de emisión | 2.862 |
| Contribuciones de capital | 32 |
| Reserva legal | 21 |
| Reserva facultativa | 7.817 |
| Otros resultados integrales | 253.990 |
| Resultados no asignados | 36.903 |
| **Total patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora** | **301.728** |
| **Capitalización total [(1)]** | **969.711** |

(1) Incluye total de préstamos más patrimonio

El siguiente cuadro expone los préstamos garantizados y no garantizados:

| | **Al 31/12/2023 Consolidado** (en millones de Pesos) |
|---|---|
| **Préstamos** | |
| **A corto plazo** | **125.025** |
| Obligaciones negociables | 100.039 |
| Otras deudas bancarias y financieras | 22.461 |
| Partes relacionadas | 1.525 |
| Arrendamientos | 1.000 |
| **A largo plazo** | **542.958** |
| Obligaciones negociables | 365.243 |
| Otras deudas bancarias y financieras | 175.921 |
| Arrendamientos | 1.794 |
| **Total de préstamos [(1)]** | **667.983** |

(1) Los préstamos corrientes se encuentran netos de 1.349 al 31 de diciembre de 2023, correspondientes a comisiones y costos demandados en la estructuración de préstamos y la emisión de obligaciones negociables. Los préstamos no corrientes se encuentran netos de 21.704 al 31 de diciembre de 2023, correspondientes a comisiones y costos demandados en la estructuración de préstamos y la emisión de obligaciones negociables

Al 31 de diciembre de 2023, el cuadro anterior incluye préstamos garantizados en subsidiarias sin recurso hacia Genneia S.A. Se trata de los siguientes préstamos: Project Finance en Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A. y Genneia Vientos del Sur S.A. por un monto de Ps. 66.334 millones, Ps. 43.001 millones y Ps. 27.896 millones respectivamente. Para mayor información, por favor ver sección "*Financiamiento*".

**D) CAMBIOS SIGNIFICATIVOS:**

**Financiamiento Corporativo de los parques eólicos La Elbita I y II, y el parque solar Tocota III**

En relación con el financiamiento descripto en la Nota 9.5.1, con fecha 8 de febrero de 2024 se desembolsaron US$ 14,2 millones, habiéndose desembolsado a la fecha del presente Prospecto la totalidad del monto comprometido.

**Emisión de Obligaciones Negociables Clase XLIII y Obligaciones Negociables Clase XLIV**

Con fecha 8 de marzo de 2024 se emitieron las Obligaciones Negociables Clase XLIII, clasificadas como Bonos Verdes, denominadas en dólares por US$ 20,7 millones, con vencimiento el 8 de marzo de 2027. Las Obligaciones Negociables Clase XLIII tienen un cupón de 6,25%, con intereses pagaderos trimestralmente a partir de los 6 (seis) meses contados desde la fecha de emisión y liquidación, y el capital será pagadero íntegramente en la fecha de vencimiento.

Adicionalmente, con fecha 8 de marzo de 2024 se emitieron las Obligaciones Negociables Clase XLIV, clasificadas como Bonos Verdes, denominadas en dólares, integradas y pagaderas en pesos argentinos por US$12,5 millones. Las Obligaciones Negociables Clase XLIV tienen un cupón de 5,0%, con intereses pagaderos trimestralmente. El capital correspondiente a las Obligaciones Negociables Clase XLIV será pagadero íntegramente en la fecha de vencimiento. La fecha de vencimiento de las Obligaciones Negociables XLIV es el 8 de marzo de 2026.

**E) Reseña y perspectiva operativa y financiera:**

*La siguiente reseña se basa en los estados financieros consolidados de la Sociedad y sus respectivas notas incluidas en este prospecto, como también en la información contenida en la sección Presentación de Información contable y de otro tipo, y por ende debe leerse junto con ellos. Los estados financieros consolidados de la Sociedad han sido confeccionados de acuerdo con las NIIF. Esta reseña incluye declaraciones sobre hechos futuros que conllevan riesgos e incertidumbres, tal*

*como se describe en la sección "Declaraciones sobre Hechos Futuros". Se recomienda a los posibles inversores leer los Factores de Riesgo que se exponen en este prospecto a efectos de interiorizarse sobre factores importantes que podrían provocar que los resultados reales difieran significativamente de los resultados que se describen en o se infieren de las declaraciones sobre hechos futuros contenidas en el presente Prospecto.*

**Resultado Operativo**

**Reseña**

A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad, sus subsidiarias y negocios conjuntos tienen una capacidad instalada total de 1.367 (784 MW de energía eólica, 220 MW de energía solar y 363 MW de energía térmica) y proyectos de energía renovable en fase de construcción por 255 MW. La capacidad instalada de los negocios conjuntos asciende a 179 MW.

La Compañía es la compañía líder en energía limpia en Argentina que se dedica principalmente a la generación de energía eléctrica obtenida a partir de fuentes renovables (generación de energía eólica y solar) y de fuentes convencionales (generación de energía térmica). A la fecha de los presentes estados financieros la compañía lidera el mercado de energía renovable generando el 20% de energía eólica y solar de Argentina con el 19% de participación en la capacidad instalada eólica y solar, conformado por el 21% de capacidad eólica y 13% solar. Las principales actividades de Genneia consisten en el diseño, desarrollo, construcción, puesta en marcha y operación de proyectos de generación de energía eléctrica. Al 31 de diciembre de 2023, la Sociedad tiene una capacidad nominal instalada total de 1.329 MW (966 MW de energía de energía renovable y 363 MW de energía térmica). De la capacidad nominal instalada de energía renovable 179 MW corresponden a negocios conjuntos en los que la Sociedad tiene participación. Genneia es la empresa líder en generación renovable de Argentina; la Sociedad posee y opera los Parques Eólicos Rawson (I, II y III), Madryn (I y II), Trelew (antes denominado Loma Blanca IV) y Chubut Norte I y II, todos ellos situados en la Provincia de Chubut; los Parque Eólicos Villalonga (I y II) y Vientos de Necochea I en la Provincia de Buenos Aires, y el parque Eólico Pomona (I y II) en la provincia de Rio Negro, totalizando una capacidad de potencia eólica nominal instalada de 784 MW al 31 de diciembre de 2023. Además, la Sociedad cuenta con el proyecto de 162 MW del parque eólico "La Elbita", a ser ubicado en la ciudad de Tandil, Provincia de Buenos Aires. También dentro del segmento renovable, la Sociedad ha puesto en operación el Parque Solar Ullum (I, II y III), Sierras de Ullum y Tocota III, este último con una habilitación comercial parcial de 22 MW, todos ellos ubicados en la provincia de San Juan, totalizando una capacidad de potencia solar nominal instalada de 182 MW al 31 de diciembre de 2023. A la fecha de los presentes estados financieros, el parque solar Tocota III obtuvo la habilitación comercial para la totalidad de su potencia instalada de 60 MW. Por otro lado, la Sociedad posee en construcción 93 MW correspondientes al proyecto parque solar "Los Molles", de una potencia inicial de 60 MW, a ser ubicado a unos 9 km al noroeste de la ciudad de Malargüe y a 320 km de la capital de la provincia de Mendoza. A su vez al cierre del presente ejercicio, Genneia posee y opera tres centrales térmicas que pueden funcionar con combustible gas natural o con gasoil. Las mismas se ubican en las Provincias de Buenos Aires y Tucumán, totalizando una capacidad térmica instalada de 363 MW al 31 de diciembre de 2023. Estas centrales, son llamadas a generar en la red interconectada Nacional durante los picos de demanda "despacho de punta".

Las ventas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2023, totalizaron Ps.95.922 millones, la utilidad bruta de Ps.62.625 millones, la utilidad neta ascendía a Ps.36.499 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps.69.047 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 65,3% y 72%, respectivamente. Las ventas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2022, totalizaron Ps.37.856 millones, la utilidad bruta de Ps.23.563 millones, la utilidad neta ascendía a Ps.12.741 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps.28.999 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 62,2% y 76,6%, respectivamente. Las ventas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2021, totalizaron Ps. 26.664 millones, la utilidad bruta de Ps. 17.123 millones, la pérdida neta ascendía a Ps. 4.683 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps. 21.992 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 64,2% y 82,5%, respectivamente.

**Presentación de información financiera**

Genneia S.A. confeccionó sus estados financieros consolidados incluidos en el presente Prospecto en Dólares Estadounidenses, la moneda funcional de la Sociedad, los cuales han sido convertidos a Pesos para su presentación de acuerdo a lo establecido en la NIIF. Para una descripción de las políticas contables significativas de la Genneia S.A., véase la nota 3 a los estados financieros consolidados anuales de la Sociedad. Para una descripción de las políticas contables significativas de la Sociedad donde la administración ejerce discreción considerable, véase *"Políticas y estimaciones contables significativas*" más adelante y "*II. Introducción - Presentación de información financiera y de otro tipo*".

**Segmentos de negocios**

La Sociedad lleva adelante sus actividades en los siguientes segmentos de negocios: (i) la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables eólicas; (ii) la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables solares; (iii) la generación de energía eléctrica a partir de fuentes convencionales; y (iv) la comercialización por cuenta propia, por cuenta y orden de terceros o asociada a terceros, de gas natural y su capacidad de transporte (gastos y activos de la administración central de la Sociedad y otros ingresos (gastos)).

En la siguiente tabla se consigna la composición de las ventas por segmento:

| | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2023 | | 2022 | | 2021 | |
| | (en millones de Ps., a excepción de los porcentajes) | | | | | |
| Generación de energía de fuentes renovables eólicas | 69.336 | 72% | 28.472 | 75% | 19.599 | 74% |
| Generación de energía de fuentes renovables solares | 7.683 | 8% | 1.828 | 5% | 1.278 | 4% |
| Generación térmica de fuentes convencionales | 15.195 | 16% | 6.306 | 17% | 4.681 | 18% |
| Comercialización y transporte de gas natural | 2.564 | 3% | 983 | 3% | 484 | 2% |
| Administración central y otros | 1.144 | 1% | 267 | 1% | 622 | 2% |
| **Total** | **95.922** | **100%** | **37.856** | **100%** | **26.664** | **100%** |

En la siguiente tabla se consigna el desglose de la utilidad antes de los resultados financieros netos y el impuesto a las ganancias:

| | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2023 | | 2022 | | 2021 | |
| | (en millones de Ps., a excepción de los porcentajes) | | | | | |
| Generación de energía de fuentes renovables eólicas | 50.630 | 100% | 20.231 | 96% | 13.615 | 93% |
| Generación de energía de fuentes renovables solares | 4.821 | 10% | 1.158 | 6% | 796 | 6% |
| Generación térmica de fuentes convencionales | 6.606 | 13% | 2.198 | 10% | 886 | 6% |
| Comercialización y transporte de gas natural | 1.698 | 3% | 618 | 3% | 314 | 2% |
| Administración central y otros | (13.155) | -26% | (3.157) | -15% | (1.018) | -7% |
| **Total** | **50.600** | **100%** | **21.048** | **100%** | **14.593** | **100%** |

Para más información sobre los segmentos de negocios, véase la *"nota a los estados financieros consolidados anuales: Información consolidada sobre segmentos de negocio".*

**PRINCIPALES FACTORES QUE AFECTAN LOS RESULTADOS DE LAS OPERACIONES DE LA SOCIEDAD**

El resultado de las operaciones de la Sociedad se ha visto y se seguirá viendo afectado por múltiples factores, a saber:

***Condiciones macroeconómicas imperantes en Argentina***

Sobre la base de la información disponible a la fecha, la Dirección de las Sociedad ha efectuado una estimación de los posibles impactos esperados en el negocio y en la situación patrimonial y financiera de la Sociedad, que pudieran derivarse de las medidas adoptadas por el Gobierno hasta el día de este Prospecto. Sobre la base de dicha estimación, considerando principalmente las condiciones del negocio de la Sociedad, las características de los contratos de suministro de energía suscriptos por las mismas con CAMMESA y el desenvolvimiento de las operaciones en las últimas semanas, la Dirección de las Sociedad considera que dichas medidas no tendrán un efecto material adverso sobre los flujos de fondos, la situación financiera y de resultados de las Sociedad. Sin perjuicio de ello, no es posible predecir cuál será la duración de dichas medidas, ni qué restricciones adicionales pueden ser impuestas por el gobierno argentino y si éstas podrían tener un efecto material adverso en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones.

Atento a que todas sus operaciones, plantas y clientes se encuentran ubicados en Argentina, la Sociedad se ve afectada por las condiciones macroeconómicas imperantes en el país, incluyendo la inflación, las fluctuaciones del tipo de cambio y la recesión económica. La volatilidad de la economía argentina y algunas de las medidas tomadas por el actual gobierno han tenido - y se prevé que seguirán teniendo - un efecto significativo en los negocios de la Sociedad. Véase "*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina*."

El siguiente cuadro resume los indicadores económicos clave de Argentina durante los períodos indicados:
(*) Valores preliminares a la fecha del presente Prospecto.

| | | | **2023** | **2022** | **2021** |
|---|---|---|---|---|---|
| **Actividad Económica** | | | | | |
| PBI Real (Pesos de 2004) (% de variación) como % del PBI) | | | (1,6) | 5,0 | 10,7 |
| PBI Real (en miles de millones de Ps. de 2004) | | | 714,4 | 725,8 | 691,5 |
| | | | | | |
| **Índices de precios e información sobre el tipo de cambio** | | | | | |
| Índice de Precios al Consumidor (IPC del INDEC) (% de variación) | | | 211,4% | 94,8% | 50,9% |
| Inflación (medida según el IPC de la ciudad de Buenos Aires) (% de variación) | | | 198,4% | 93,4% | 49,2% |
| | | | | | |
| Tipo de cambio nominal[(1)] (en Ps. / US$ al cierre del ejercicio) | | | 808,48 | 177,12 | 102,75 |

*Fuentes: Ministerio de Economía de Argentina, Banco Central, e Instituto Nacional de Censos y Estadísticas (INDEC).*

1) Tipos de cambio de referencia mayorista indicado por Banco Central (Comunicación A 3500 del Banco Central).

Véase "*Factores de Riesgo— En el pasado, se ha cuestionado la credibilidad de ciertos índices económicos de Argentina, lo cual puede dar lugar a una falta de confianza en la economía argentina y, a su vez, en los negocios, resultados de las operaciones y situación patrimonial de la Emisora.*".

***Inflación***

Argentina ha enfrentado y sigue enfrentándose a las presiones inflacionarias. Desde 2011 hasta la primera mitad de 2016, Argentina experimentó incrementos en la inflación medida por el IPC y el IPM que refleja el crecimiento en los niveles de consumo minorista y la actividad económica, que se aplica presión al alza en la demanda de bienes y servicios. Véase "Antecedentes Financieros - *Reseña Perspectiva Operativa y Financiera de la Sociedad—Condiciones macroeconómicas imperantes de Argentina*" para información sobre las tasas de inflación de Argentina desde el 2011 al 2016. El aumento del riesgo de inflación puede erosionar el crecimiento macroeconómico y limitar aún más la disponibilidad de financiación. En el transcurso del 2019 hasta el 2023, la Argentina ha experimentado un importante incremento de la inflación, llegando al nivel más alto desde 1991.

La inflación en Argentina ha tenido un impacto significativo en nuestros resultados de operación. En particular, la inflación normalmente afecta negativamente, en caso de no ser compensado por la depreciación del Peso Argentino, particularmente afectando nuestro costo de ventas y gastos administrativos, en particular, nuestras nóminas y seguridad social cargos.

***Fluctuaciones del tipo de cambio***

Prácticamente todas las tarifas en virtud de los PPA de la Sociedad están denominadas en Dólares Estadounidenses y son pagaderas en Pesos al tipo *de cambio de referencia mayorista* publicado por el Banco Central, conforme a la Comunicación "A" 3500. Las tarifas denominadas en Dólares Estadounidenses se convierten a Pesos en la fecha de pago del PPA (cuarenta y un días subsiguientes a la fecha de facturación) y no en la fecha de pago efectivo, lo cual puede tener un efecto negativo en los resultados de la Sociedad si el peso se llegara a devaluar durante el período comprendido entre el día cuarenta y dos subsiguiente a la fecha de facturación y la fecha de pago efectiva, efecto que podría incrementarse en caso de demoras en el pago tal como se alude en "*—Facturación y cobranzas*". No obstante, la Sociedad tiene derecho a reclamar las diferencias de cambio que puedan surgir entre la fecha de facturación y la fecha de pago efectivo, aunque no siempre hemos sido capaces de recuperar tales montos de CAMMESA e ENARSA, a la fecha del presente Prospecto. Véase la "*Nota 11 a nuestros Estados contables Consolidados Anuales*". Por otra parte, una porción significativa de los costos operativos y la mayor parte de la deuda de la Sociedad están denominadas en la misma moneda. Este esquema funciona como una cobertura natural contra las fluctuaciones del tipo de cambio y le permite a la Sociedad utilizar Dólares Estadounidenses como moneda funcional a los efectos contables.

El resultado de las operaciones de la Sociedad se ha visto y se seguirá viendo afectado por la fluctuación del tipo de cambio peso argentino- Dólar Estadounidense. La devaluación del peso en términos generales suele generar menores costos en Dólares Estadounidenses, sin perjuicio de ello, su efecto suele estar compensado por los aumentos inflacionarios financieros en Argentina.

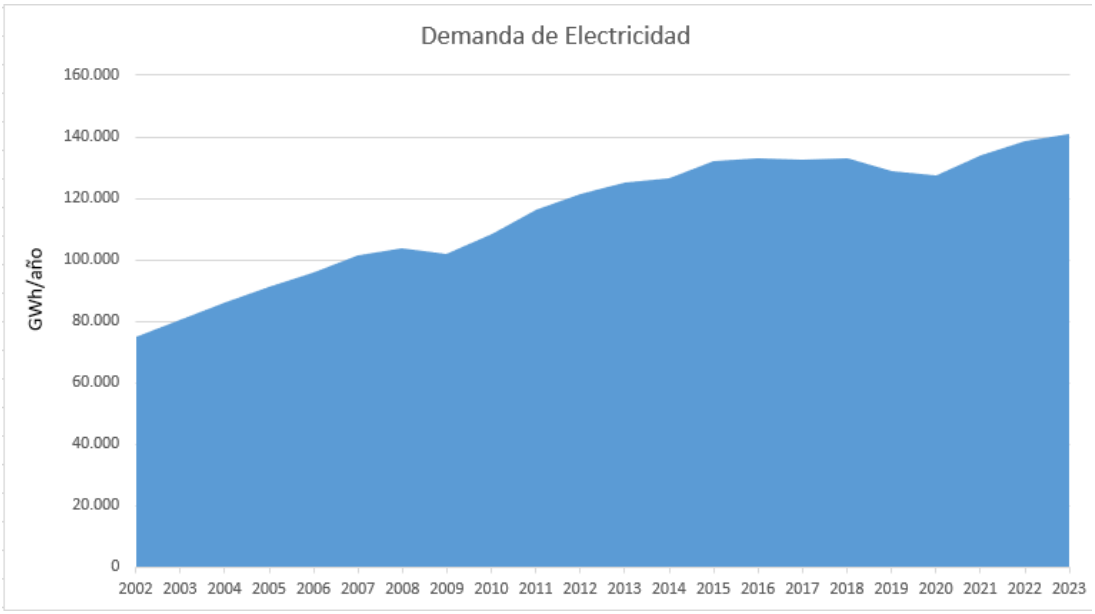
Véase también "*Factores de Riesgo - Las fluctuaciones en el valor del Peso podrían afectar en forma adversa la economía argentina y, en consecuencia, los resultados de las operaciones o la situación patrimonial de la Emisora*.".

***Demanda y Suministro de Electricidad***

La demanda de electricidad depende en gran medida de las condiciones macroeconómicas vigentes a lo largo del tiempo en Argentina, así como de factores estacionales. En general, la demanda de electricidad varía en función del desempeño de la economía argentina, dado que las empresas e individuos generalmente consumen más energía y están en mejores condiciones de pagar sus facturas durante épocas de estabilidad o crecimiento económico. Por ende, la demanda de energía se ve afectada por las medidas económicas aplicadas por el gobierno argentino, entre otros aspectos, sobre los tipos de cambio, inflación, tasas de interés, controles de precios, impuestos y tarifas de la energía.

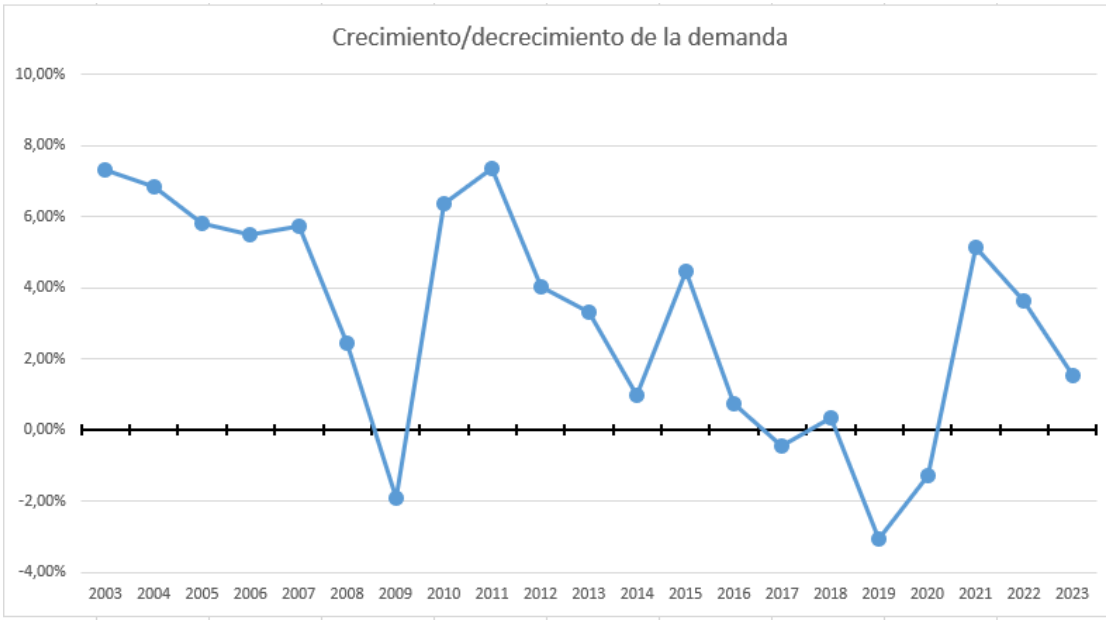
Desde la crisis económica de 2001-2002 en adelante, la demanda de electricidad en Argentina creció, impulsada por la recuperación económica y el congelamiento de las tarifas (excepto en 2009, 2017, 2019 y 2020). Durante 2022, la demanda de electricidad aumentó un 3,6% en comparación con 2021, de 133.877GWh a 138.760 GWh. Durante 2023, la demanda de electricidad aumentó un 1,5% en comparación con 2022, de 138.760GWh a 140.883GWh.

El siguiente gráfico muestra la evolución de la demanda:




La demanda de electricidad muestra una tendencia de crecimiento, con una disminución de la demanda en períodos de recesión económica o pandemia.

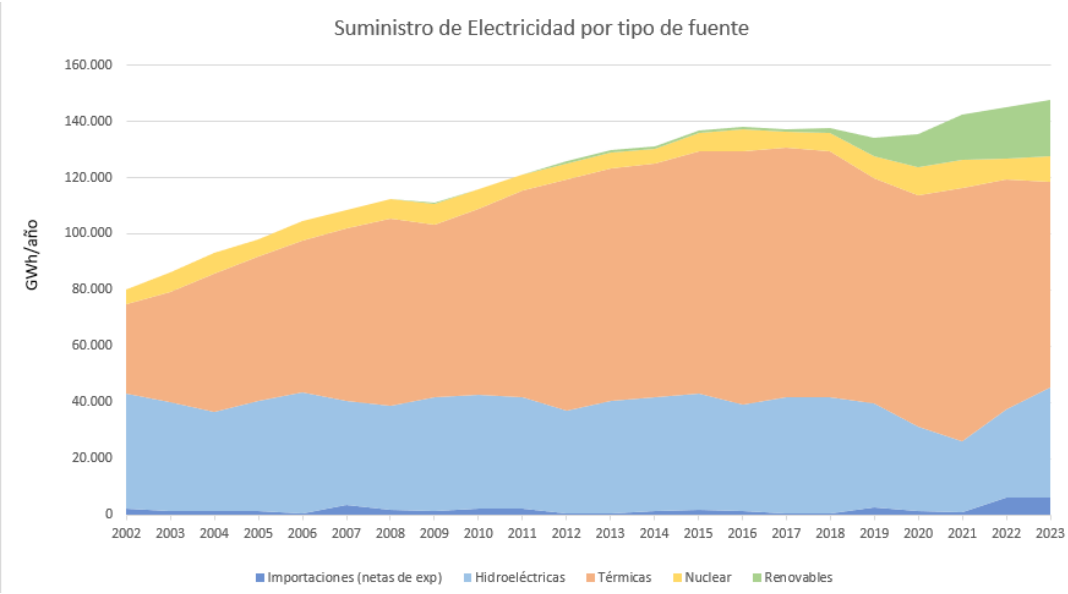
El siguiente cuadro muestra el crecimiento/decrecimiento de la demanda de electricidad en Argentina.




---

*Fuente: CAMMESA*

El siguiente cuadro muestra el suministro de electricidad de Argentina por fuente, incluyendo generación dentro de Argentina a partir de fuente hidroeléctrica, térmica, nuclear, renovables, así como electricidad importada de países vecinos (neto de exportaciones).



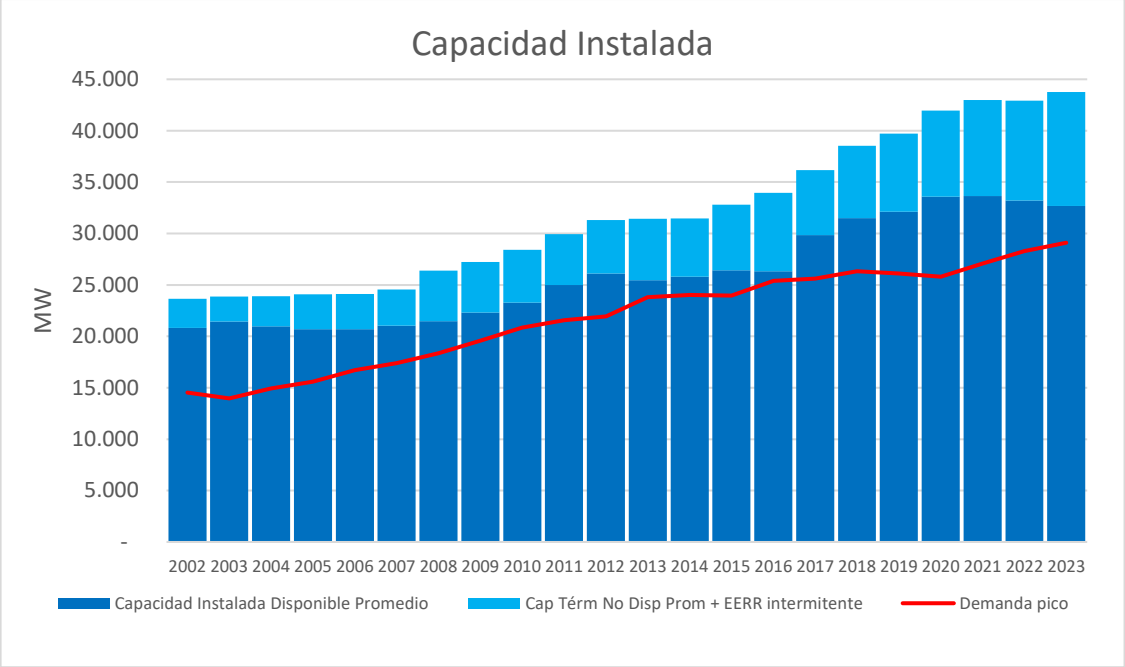

*Fuente: CAMMESA*

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la generación térmica fue el principal recurso empleado para abastecer la demanda de energía, con un aporte de 73.020GWh (aproximadamente 56%), seguida de la generación hidroeléctrica, que aportó 39.332GWh (aproximadamente 21%), luego la generación renovable, que aportó 20.085GWh (aproximadamente 10%) y la generación nuclear, que aportó 8.963GWh (aproximadamente 7%). También hubo importaciones para cubrir la demanda local, por 6.241GWh y exportaciones por 98GWh.

La generación hidroeléctrica y renovable durante el período finalizado el 31 de diciembre de 2023, registraron aumentosde aproximadamente 25,9%y 9,9%, respectivamente, en comparación con el 2022, mientras que la generación térmica registro una disminución de aproximadamente 10,7% y la generación nuclear registro un aumento de aproximadamente 20,0%, respectivamente en comparación con el 2022. Sin embargo, la generación térmica fue la principal fuente de suministro de electricidad, alimentada por gas natural como por combustibles líquidos (diésel y fuel oil), así como carbón mineral.

Durante 2023, las instalaciones de generación aumentaron su capacidad instalada de 42.927 GW en 2022 a 43.774 GW en 2023. Este aumento fue causado principalmente por la instalación de nuevos parques eólicos y solares en el marco de Régimen MATER y por el cierre de ciclos combinados en el marco de la Res SE 287/17.

El siguiente gráfico muestra que, aunque la capacidad total instalada es mayor que la demanda pico instantánea, las reservas (comparando la capacidad instalada disponible promedio con la demanda pico instantánea) han disminuido hasta 2016. Sin embargo, desde 2017, las reservas aumentaron en comparación con 2016, principalmente debido a la nueva capacidad instalada en virtud de las Resoluciones 21, la Resolución 287, el Programa RENOVAR y el MATER. Por otro lado, la demanda pico instantánea ha disminuido debido a la situación de la economía. A partir del 2021, las reservas disminuyen por el aumento de la demanda pico, mientras que la potencia se incrementa a un menor ritmo y aumenta la indisponibilidad.




_____

*Fuente: CAMMESA*

*Modificaciones al Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Argentino*

Los principales cambios introducidos por la anterior administración desde 2021 hasta la fecha son:

- El gobierno aprobó una serie de incentivos para reducir las deudas de las compañías de distribución de electricidad con CAMMESA por medio de la Ley 27.591 y la Resolución SE 40/21.

- A partir de Feb-22, la Resolución SE 440/21 incrementa aproximadamente un 29% la remuneración de los generadores que venden al mercado spot. Establece las nuevas tarifas en $ y sin ajustes. Los Generadores deben renunciar a realizar reclamos legales para acceder al incremento de las tarifas.

- La Resolución SE 551/21 modifica la normativa en relación a la asignación de prioridad de despacho para MATER. Reemplaza el requisito de presentar garantía para el mantenimiento de la prioridad de despacho por el pago trimestral de 500 US$/MW. Modifica los requisitos para pedir prórroga. Invita a los proyectos que ya tienen asignada prioridad a adherirse o no al nuevo régimen. Si el titular opta de desistir de la prioridad, se le devuelve la caución pero no puede presentar nuevamente dicho proyecto por 2 años. En este caso, se libera capacidad.

- La Resolución 1260/2021 establece alternativas para rescindir, prorrogar o reducir la potencia de contratos de RENOVAR y Res 202.

- La resolución SE 14/22 reemplaza el mecanismo de desempate de MATER anterior, por desempate a través de un Factor de Mayoración que será aplicado a los pagos de reserva de prioridad de despacho. La prioridad se otorgará a quien declare el Factor de Mayoración más alto. Este mecanismo fue aplicado a partir del último trimestre de 2021.

- La Resolución SE 238/22 sustituye Anexos de la Resolución SE 440/21 y fija tarifas en $, sin ajuste, con incremento del 30% a partir de Feb-22 y 10% a partir de Jun-22. No hay aplicación del Factor de Uso. Deja sin efecto la remuneración adicional establecida por la Res 1037/21. No se requiere presentar nota de renuncia.

- La Resolución SE 330/22 convoca a interesados a presentar Manifestaciones de Interés (MDI) para desarrollar proyectos de Generación Renovable y/o de almacenamiento para disminuir restricciones, reducir generación forzada o postergar

obras de transporte/distribución con la finalidad de reducir costos, aumentar la confiabilidad y contribuir a los objetivos de energías renovables.

- La Res SE 370/22 habilita a realizar contratos entre generadores renovables y distribuidores para abastecer a Grandes Usuarios del Distribuidor o GUDIs. Los entes reguladores deben dar precisiones sobre el tratamiento de estos contratos, en particular sobre el pass-through.

- El Decreto 815/2022 prorroga, a partir del 1º de enero de 2023, la intervención del ENRE y del ENARGAS, por un plazo adicional de 1 año o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios resultantes de los Acuerdos Definitivos de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), lo que ocurra primero.

- La Resolución SE 826/22 sustituye los Anexos de la Resolución SE 238/22, con incrementos: 20% en Sep-22 y Oct-22 de la transacción ya calculada, y 20% en Nov-22, 10% a partir de Dic-22, 30% a partir de Abr-23, 28% a partir de Ago-23. Reemplaza la Remuneración en Horas de Máximo Requerimiento Térmico (HMRT) por Remuneración de Generación en horas de punta (de 18 a 23 hs). Instruye a CAMMESA a realizar controles de disponibilidad.

- La Resolución SE 36/2023 convoca a los interesados en presentar ofertas en la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional "RenMDI"– con el fin de celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con CAMMESA. Aprueba el Pliego de Bases y Condiciones y los Anexos de la Convocatoria Abierta Nacional e Internacional "RenMDI", en el cual se incluye el Renglón 1: "Generación Renovable para sustituir Generación Forzada" (500 MW) y el Renglón 2: "Generación Renovable para Diversificar la Matriz" (120 MW).

- Resolución 284/2023: Establece que los proyectos de generación de las Rondas 2 y 3 del Programa RenovAr y Resolución N° 202, que no hayan alcanzado la Fecha de Habilitación Comercial, podrán solicitar ante CAMMESA la rescisión de su Contrato de Abastecimiento sujeta al cumplimiento de los ciertos requisitos.

- Resolución SE 360/23: Amplía la posibilidad de asignación de prioridad de despacho MATER con 3 nuevas alternativas: 1) prioridad de despacho por ampliaciones de transporte asociadas a proyectos MATER 2) prioridad de despacho para proyectos asociados a demanda incremental, y 3) Prioridad de Despacho tipo Referencial A (probabilidad esperada del 92%). Habilita a la generación en el marco GENREN a vender en el MATER luego de terminados los contratos GENREN. Estableció prórroga adicional de 720 días para proyectos con prioridad, con un esquema de pagos con factor de mayoración creciente.

- Resolución SE 562/23: Convoca a interesados a realizar manifestaciones de interés para gestionar y financiar o cofinanciar con otros interesados o con el Estado Nacional ampliaciones del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión con el objetivo de incrementar la capacidad de transporte que permita el ingreso de nueva oferta de generación y el transporte de la energía eléctrica generada hasta los centros de consumo del SADI.

- La Resolución SE 609/2023 realiza la Adjudicación de los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable de la Convocatoria RenMDI. Genneia S.A resultó adjudicada con los Parques Solares Junín I y Lincoln I de 20 MW cada uno.

- Resolución SE 621/2023: Convoca a interesados a presentar ofertas en la Convocatoria "TerCONF", con el fin de celebrar Contratos de Abastecimiento de Confiabilidad de Generación Térmica con CAMMESA. Las ofertas podrán ser de cualquier tecnología de generación o cogeneración, instalando equipamiento nuevo o con menos de 15.000 horas de uso verificado.

- Resolución SE 750/2023: Incrementa un 23% los precios para la remuneración de la generación a partir de las transacciones económicas correspondientes a septiembre de 2023.

- Resolución SE 883/2023: Establece la posibilidad de compensar las penalidades por: incumplimientos de la Fecha Programada de Habilitación Comercial y/o Deficiencia de Abastecimiento de Energía Comprometida y/o en el cumplimiento del Componente Nacional Declarado (CND), mediante inversiones en nueva potencia renovable (no es requisito que sea en el parque penalizado).

- Resolución SE 906/2023: Convoca a interesados a realizar manifestaciones de interés para incorporar sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (AlmaMDI) con el objetivo de optimizar el despacho de generación del MEM,

optimizar la capacidad instalada en los sistemas de Transporte o Distribución, y aportar servicios de reserva de potencia en el SADI MEM y MEMSTDF. Asimismo, los interesados podrán acompañar propuestas de mecanismos de comercialización de energía y potencia asociada al almacenamiento propuesto.

- La Resolución SE 976/23 instruye a CAMMESA a facturar, a partir de la transacción de Feb-24, a los Distribuidores la diferencia entre el precio estacional de la energía y potencia y los Precios: Precio Medio de la Energía del MEM y Precio de la Reserva Mensual para la demanda de los GUDIs, con excepción de los establecimientos públicos de educación y salud.

- Decreto PEN 55/2023: Declara la emergencia del Sector Energético Nacional en lo que respecta a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal y de transporte y distribución de gas natural. Vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024. Determina el inicio de la revisión tarifaria. Dispone la intervención ENRE y del ENARGAS a partir del 1° de enero de 2024 y hasta la designación de los miembros del Directorio que resulten del proceso de selección establecido en la ley. Faculta a la SE a designar, a los Interventores del ENRE y del ENARGAS.

- DNU 70: En lo que respecta a la industria gasífera, el DNU faculta a la Secretaría de Energía a redeterminar la estructura de subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de gas natural según las Leyes N° 17.319 y 24.076, sus complementarias, modificatorias y reglamentarias.

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

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

- Resolución ENRE 2/2024: Convoca a Audiencia Pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto a las propuestas de las concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica, EDENOR S.A. y EDESUR S.A., tendientes a obtener una adecuación transitoria en la tarifa.

- Resolución ENRE 3/2024: Convoca a Audiencia Pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto a las propuestas de las concesionarias del servicio público de transporte de energía eléctrica.

- Resolución SE 9/2024: Aumenta 73,9% los precios para la remuneración de la generación a partir de las transacciones económicas correspondientes a febrero de 2024.

- La Resolución ENRE 65/24 modifica el procedimiento para solicitar el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública para Ampliaciones y el procedimiento para solicitar el Acceso a la Capacidad de Transporte. Simplifica algunos pasos y establece plazos.

***Disponibilidad y despacho***

En lo que respecta a los activos renovables, los ingresos proceden de la electricidad efectivamente entregada. En consecuencia, la remuneración está determinada por el factor de disponibilidad de los parques eólicos y solares y de las condiciones de viento e irradiancia. En lo que respecta a la remuneración de las centrales térmicas, los ingresos proceden de las ventas de capacidad en firme y electricidad efectivamente entregada. La remuneración recibida por electricidad efectivamente entregada es destinada principalmente a cubrir los costos operativos, por lo cual la remuneración está principalmente determinada por el factor de disponibilidad de sus centrales.

***El siguiente cuadro muestra el factor de disponibilidad de los centros operativos para los períodos indicados:***

| | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | |
|---|---|---|---|
| | 2021 | 2022 | 2023 |
| **Factor de disponibilidad (%)** | | | |
| **Centrales Térmicas** | **90,58** | **96,8** | **93,9** |
| Matheu [2] | — | - | - |
| Paraná[2] | — | - | - |
| Concepción del Uruguay[2] | — | - | - |
| Olavarría[2] | — | - | - |
| Las Armas[2] | 58 | - | - |
| Bragado I, II y III[1] | 95,3 | 94,5 | 98,7 |
| Cruz Alta | 99,1 | 97,9 | 89,1 |
| **Parques eólicos** | **92,67** | **95,2** | **95,1** |
| Rawson I y II | 96,2 | 96,5 | 97,7 |
| Rawson III | 99,5 | 96,6 | 96,2 |
| Trelew | 77,7 | 83,2 | 80,7 |
| Madryn I | 97 | 96,5 | 96,6 |
| Villalonga I | 97,1 | 96,6 | 93,9 |
| Chubut Norte I | 95 | 97,0 | 98,4 |
| Villalonga II | 97,9 | 96,3 | 96,6 |
| Pomona I | 95,1 | 96,8 | 95,8 |
| Pomona II | 98,6 | 99,0 | 94,8 |
| Madryn II | 95,6 | 96,1 | 96,6 |
| Necochea | 97,8 | 89,1 | 96,8 |
| Chubut Norte II [5] | 86,9 | 98,8 | 98,5 |
| Chubut Norte III [5] | 88,7 | 97,4 | 94,3 |
| Chubut Norte IV [5] | 79,1 | 94,8 | 93,8 |
| **Parque Solares** [4] | **80,5** | **81,5** | **63,5** |
| Ullum I | 79,8 | 79,9 | 77,4 |
| Ullum II | 81,7 | 82,2 | 82,4 |
| Ullum III | 80,2 | 82,2 | 80,5 |
| Sierras de Ullum | - | - | 68,7 |
| Tocota III | - | - | - |
| **Factor de disponibilidad total** | **91,2** | **94,8** | **87,1** |

(1) La central térmica Bragado I dejo de operar el 01 de noviembre del 2021, conforme lo determinado mediante RESOL-2021-1120-APN-SE#MEC.

(2) La central térmica de Matheu dejó de operar a partir del 30 de abril de 2020, conforme lo determinado mediante Resolución B-144924-1 del Ministerio de Finanzas.

Las centrales térmicas Concepción del Uruguay, Olavarría y Las Armas I dejaron de operar a partir del 01 de noviembre de 2020, conforme a lo determinado mediante la Resolución RESOL-2020-123-APN-SE#MDP, RESOL-202041-APN-SE#MDP and RESOL-2020-208-APNSE#MD respectivamente.

La central térmica Paraná, dejó de operar a partir del 9 de diciembre 2020, conforme a lo determinado mediante la Resolución RESOL-2020-285-APN-SE#MEC.

La central térmica Las Armas II, dejó de operar a partir del 1 de mayo 2021, conforme a lo determinado mediante la Resolución RESOL-2021-376-APN-SE#MEC

(3) En los parques solares fotovoltaicos Ullum se refiere al Performance Ratio (PR)

(4) Chubut Norte II inició su operación comercial el 27 de marzo de 2021, Chubut Norte III el 25 de febrero de 2021 y Chubut Norte IV el 04 de febrero de 2021.

***Condiciones climáticas***

La cantidad de energía generada y la rentabilidad de los parques eólicos y solares son altamente dependientes de las condiciones climáticas, particularmente las condiciones del viento e irradiancia, que puede variar entre las locaciones,

estacionalidad y período anual. Debido a que las turbinas eólicas sólo operan cuando la velocidad del viento se encuentra dentro de ciertos rangos específicos que varían según el tipo de turbina y el tecnólogo, si la velocidad del viento cae fuera de dichos rangos, ya sea por encima o por debajo, la producción de energía disminuiría. Del mismo modo, las proyecciones de recursos solares dependen de estimaciones sobre los patrones climáticos, el efecto de las sombras sobre los paneles y la irradiación.

Durante la fase de desarrollo y previo a la construcción de cualquier parque eólico, se realizan estudios de vientos para evaluar el recurso eólico potencial del sitio. El mismo se lleva a cabo durante un período de varios años. Estos estudios eólicos han sido realizados por el equipo de desarrollo de la Emisora y consultores técnicos independientes, respecto al factor de capacidad estimado resultante de estudios eólicos y el modelo de turbinas utilizadas. No se puede garantizar que las condiciones climáticas observadas en un sitio en fase de proyecto se ajustarán a los supuestos que se hicieron durante la fase de desarrollo en base de estos estudios y, por lo tanto, no se puede asegurar que los sitios operativos puedan alcanzar con sus niveles de producción previstos. Es posible que los patrones eólicos futuros y la producción de electricidad en nuestros parques eólicos no reflejen los patrones eólicos históricos en los sitios respectivos o las proyecciones realizadas; y, a su vez, los patrones de viento en cada sitio cambian con el paso del tiempo.

Para más información sobre el impacto de la velocidad del viento, recursos e incertidumbres y riesgos asociados con las condiciones climáticas.

***Contratos de Compra de Energía Eléctrica o PPAs***

La Sociedad ha celebrado diversos contratos de compra de energía eléctrica a largo plazo (excluyendo PPAs con usuarios privados) para sus centrales operativas.

Durante el año 2021, la Emisora celebró PPAs con los siguientes usuarios privados: Tetra Pak S.R.L., Mondelez S.A., y Mercedes Benz; por cualquiera de sus parques eólicos no sujetos a otros PPAs. Los PPAs están nominados en Dólares Estadounidenses y tiene una vigencia de 5 años.

En 2022, la Emisora celebró PPAs con los siguientes usuarios privados: Aeropuertos Argentina 2000 S.A., Saint-Gobain Argentina S.A., Saint-Gobain Placo S.A., Terminal de Fertilizantes Argentinos S.A., Bunge Argentina S.A. y Vista Energy Argentina S.A.U.; por cualquiera de sus parques eólicos no sujetos a otros PPAs. Los PPAs están nominados en Dólares Estadounidenses y tiene una vigencia de 10 años, con excepción del PPA de Vista Energy Argentina S.A.U. y Aeropuertos Argentina 2000 S.A. que tienen una vigencia de 15 años y 5 años, respectivamente.

En 2023, la Emisora celebro PPAs con los siguientes usuarios privados: AstraZeneca S.A., Telecom Argentina S.A., Pilkington Automotive Argentina S.A., Cinergia Argentina S.A., Saint-Gobain Argentina S.A., Princz S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Petroquímica Cuyo S.A.I.C. y Bayer S.A. Los PPAs están nominados en Dólares Estadounidenses y tiene una vigencia entre 7 y 15 años.

Al 31 de diciembre de 2023, el plazo promedio ponderado estimado de los PPA de la Emisora para sus parques renovables operativos es de 13 años y el plazo promedio ponderado estimado de los PPA de la Sociedad para sus centrales térmicas operativas es de 3 años. Tanto en nuestros proyectos de expansión de nuestros parques renovables como de nuestras centrales térmicas, el valor promedio de vida útil es calculado desde el inicio de la fecha de inicio de sus operaciones comerciales. Para más información sobre el plazo de los PPA para los parques eólicos Rawson I y II, véase "*Centrales eléctricas operativas y Contratos de Compra de Energía Eléctrica o PPA"*.

En vista de las actuales limitaciones de la capacidad de generación de Argentina, como también de la ubicación y relativamente poca antigüedad de las centrales térmicas operativas de la Sociedad, la Sociedad cree que podrá renovar o reemplazar los PPA relacionados con sus centrales eléctricas conectadas al SADI; no obstante, no puede ofrecer certidumbres a los posibles inversores al respecto. Por otra parte, excepto por los parques eólicos de la Sociedad, las turbinas de la Sociedad son móviles; por lo tanto, la Sociedad cree que podrá trasladarlas a otras plantas o venderlas, en caso de no poder renovar sus PPA vigentes o celebrar nuevos PPA.

La central Cruz Alta, no posee PPA pero opera bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base con CAMMESA, el cual compensa al generador por la capacidad en firme así como, en menor medida, la generación basada en tarifas que son periódicamente revisadas por CAMMESA.

El siguiente cuadro detalla las fechas de vencimiento de los PPA firmados por la Sociedad.

| | Estado | Fecha de vencimiento |
|---|---|---|
| **Parques Eólicos** | | |
| Rawson I | Operativo | 01/2027(1) |
| Rawson II | Operativo | 01/2027(1) |
| Trelew | Operativo | 08/2028(1) |
| | | 12/2037 (2) |
| | | 04/2028 (2) |
| Rawson III | Operativo | 07/2028 (2) |
| Villalonga II | Operativo | 04/2028(3) |
| Pomona II | Operativo | 07/2028(3) |
| Chubut Norte II | Operativo | 07/2028(3) |
| Madryn I | Operativo | 11/2038 |
| Villalonga I | Operativo | 12/2038 |
| Chubut Norte I | Operativo | 12/2038 |
| Madryn II | Operativo | 09/2039 |
| Pomona I | Operativo | 07/2039 |
| Nechochea | Operativo | 12/2029 |
| Chubut Norte III | Operativo | 1/2041 |
| Chubut Norte IV | Operativo | 1/2041 |
| **Parques solares** | | |
| Ullum I | Operativo | 12/2038 |
| Ullum II | Operativo | 12/2038 |
| Ullum III | Operativo | 12/2038 |
| Sierras de Ullum | Operativo | 03/2023(3) |
| Tocota III | Operativo | 02/2024(3) |
| **Centrales Térmicas** | | |
| Bragado II | Operativo | 01/2027 |
| Bragado III | Operativo | 05/2027 |

(1) La fecha de vencimiento de los PPA correspondientes a los parques eólicos Rawson I y II y Trelew será la primera de las siguientes fechas: (i) quince años con posterioridad a la fecha de operación comercial de cada central o (ii) el despacho de la cantidad máxima de energía comprometida para ser comprada por parte de ENARSA.

(2) En septiembre de 2016, la Sociedad celebró un contrato de compra de energía (PPA) con Loma Negra, el cual se constituyó como el primer PPA celebrado con un usuario privado en Argentina, por aproximadamente el 60% de la capacidad instalada de Rawson III. En abril de 2018, la Sociedad celebró un PPA a diez años denominado en Dólares Estadounidenses con Oroplata S.A. por aproximadamente el 40% de la capacidad instalada de Rawson III. Asimismo, en junio de 2018, la Sociedad celebró un PPA con Banco Macro por el remanente de la capacidad instalada de Rawson III.

(3) En junio de 2018, la Sociedad celebró un PPA con Meranol S.A.C.I. para la provisión de energía de cualquiera de nuestros parques eólicos no sujetos a otros PPAs. En septiembre de 2018 la Sociedad celebró un PPA con Curtiembre Arlei S.A. para la provisión de energía de cualquiera de nuestros parques eólicos no sujetos a otros PPAs. En diciembre de 2019, la Sociedad celebró un PPA con Bmeis Argentina S.A.U. para la provisión de energía de cualquiera de nuestros parques eólicos no sujetos a otros PPAs. En agosto y septiembre de 2019, la Emisora suscribió un PPA con Royal Canin S.A. y otro con compañía de Alimentos Fargo S.A. (ambos usuarios privados en Argentina) para entregar energía desde cualquiera de sus parques eólicos que no están sujetos a otros PPAs (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II, entre otros). En junio de 2020, la Emisora suscribió un PPA con Mc CAIN Argentina S.A. (usuario privado en Argentina) en relación con cualquiera de sus parques eólicos que no están sujetos a otros PPAs (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II). El PPA está nominados en Dólares y tiene una vigencia de 5 años. Asimismo, en septiembre de 2020, Genneia suscribió PPAs con Grupo Dos Leguas S.A.U., CARGILL S.A.C.I., Vidrieria Argentina S.A. y Pilkington Automotive Argentina S.A. (usuarios privados en Argentina) en relación con cualquiera de nuestros parques eólicos que no están sujetos a otros PPAs (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II). Los PPAs están nominados en Dólares y tiene una vigencia de 5 años, con excepción del PPA de Grupo Dos Leguas S.A.U. que tiene una vigencia de 15 años.. Durante el año 2021, la Emisora celebró PPAs con los siguientes usuarios privados: Tetra Pak S.R.L., Mondelez S.A., y Mercedes Benz; por cualquiera de sus parques eólicos no sujetos a otros PPAs. Los PPAs están nominados en Dólares Estadounidenses y tiene una vigencia de 5 años. En 2022, la Emisora celebró PPAs con los siguientes usuarios privados: Aeropuertos Argentina 2000 S.A., Saint-Gobain Argentina S.A., Saint-Gobain Placo S.A., Terminal de Fertilizantes

Argentinos S.A., Bunge Argentina S.A. y Vista Energy Argentina S.A.U.; por cualquiera de sus parques eólicos no sujetos a otros PPAs. Los PPAs están nominados en Dólares Estadounidenses y tiene una vigencia de 10 años, con excepción del PPA de Vista Energy Argentina S.A.U. y Aeropuertos Argentina 2000 S.A. que tienen una vigencia de 15 años y 5 años, respectivamente. En 2023, la Emisora celebro PPAs con los siguientes usuarios privados: AstraZeneca S.A., Telecom Argentina S.A., Pilkington Automotive Argentina S.A., Cinergia Argentina S.A., Saint-Gobain Argentina S.A., Princz S.A., Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U., Petroquimica Cuyo S.A.I.C. y Bayer S.A. Los PPAs están nominados en Dólares Estadounidenses y tienen una vigencia entre 7 y 15 años.

***Ampliación de la capacidad de generación***

Actualmente, la Sociedad tiene trece parques eólicos operativos con una capacidad instalada de 784MW, incluyendo su proyecto insignia, Madryn I y II, y dos centrales térmicas operativas conectadas al SADI, con una capacidad instalada total de 363MW, incluyendo Bragado II y III. Desarrollamos cada uno de nuestros parques eólicos y plantas termales, excepto por las plantas de Cruz Alta y Trelew, que fueron adquiridas. En abril de 2018 adquirimos las plantas Ullum Solar con PPAs que ya les habían sido adjudicados por una capacidad de 82 MW. Actualmente la Emisora se encuentra construyendo el parque solar Los Molles, de 90 MW, y el parque eólico La Elbita, de 162 MW, con habilitación comercial estimada. Asimismo la Sociedad celebró varios PPAs con privados para proveerle energía de los parques eólicos Rawson III, Villalonga II, Chubut Norte II, Pomona II y los parques solares Sierras de Ullum y Tocota 3. En Octubre 2023, Genneia S.A. firmó los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con CAMMESA por los Parques Solares Junín I y Lincoln I de 20 MW cada uno, luego de su adjudicación en la licitación de RenMDI.

El siguiente cuadro, detalla las fechas de inicio de operaciones comerciales -reales o esperadas- de las plantas de la Sociedad:

| | **Estado** | **Fecha de inicio de operación comercial** |
|---|---|---|
| **Parques Eólicos** | | |
| Rawson I y II | Operativo | enero de 2012 |
| Trelew | Operativo | agosto de 2013[(1)] |
| Rawson III | Operativo | diciembre de 2017 |
| Chubut Norte I | Operativo | diciembre 2018 |
| Madryn I | Operativo | noviembre de 2018 |
| Villalonga I | Operativo | diciembre de 2018 |
| Villalonga II | Operativo | febrero de 2019 |
| Madryn II | Operativo | septiembre de 2019 |
| Pomona I | Operativo | julio de 2019 |
| Pomona II | Operativo | agosto de 2019 |
| Nechochea [(4)] | Operativo | febrero de 2020 |
| Chubut Norte II | Operativo | marzo de 2021 |
| Chubut Norte III [(4)] | Operativo | febrero de 2021 |
| Chubut Norte IV [(4)] | Operativo | febrero de 2021 |
| **Plantas Solares** | | |
| Ullum 1 y 2 | Operativo | diciembre de 2018 |
| Ullum 3 | Operativo | diciembre de 2018 |
| Sierras de Ullum | Operativo | marzo 2023 |
| Tocota III | Operativo | febrero 2024 |
| **Centrales Térmicas** | | |
| Bragado II y III | Operativo | febrero de 2017/ mayo de 2017[(2)] |
| Cruz Alta | Operativo | enero de 2002 / febrero de 2003[(3)] |

(1) El Parque Eólico Trelew obtuvo habilitación comercial en agosto de 2013, pero ha sido operada por la Sociedad desde el 29 de noviembre de 2017.
(2) 59 MW relacionados con el PPA de Bragado III obtuvieron habilitación comercial en mayo de 2017.
(3) La central térmica de Cruz Alta obtuvo habilitación comercial en enero de 2002 y febrero de 2003, pero ha sido operada por la Sociedad (a través de GEDESA) desde la adquisición realizada el 11 de agosto de 2017.
(4) Corresponde a negocios conjuntos que posee la Sociedad. Los importes de ventas indicados corresponden al 100% de

los ingresos de cada negocio conjunto.

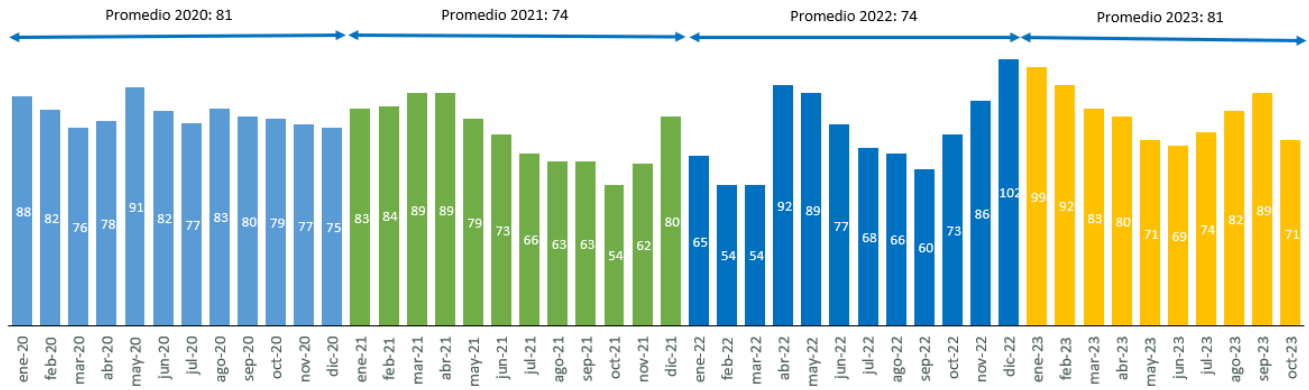
***Facturación y cobranzas***

Para los años finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023, el 90%, el 90% y el 86%, respectivamente, de las ventas de la Sociedad corresponden a operaciones con CAMMESA y ENARSA. La Sociedad tiene derecho a recibir pagos de CAMMESA en virtud de sus PPA dentro de los 42 días posteriores a la fecha de facturación, sujeto a que previamente CAMMESA reciba pagos de otros agentes del MEM, entre ellos, empresas de distribución de energía eléctrica, grandes consumidores y el gobierno argentino.

En el año 2017, se produjo una mejora en el perfil de CAMMESA, tanto desde el plano operativo como también desde el plano de la solvencia, lo que a su vez ha mejorado el ciclo de pagos de CAMMESA a las compañías de generación, incluida Genneia. Como resultado de ello, durante 2017 y 2018, nuestro ciclo de cobranza se ha reducido significativamente y, al 31 de diciembre de 2019, el ciclo de cobranzas se elevó a 54 días. A partir del año 2019, las restricciones fiscales por parte del Gobierno Nacional demoraron el aporte de fondos a CAMMESA. En consecuencia, el ciclo de pagos comenzó a deteriorarse respecto a 2018. Esta demora afecta únicamente a los créditos que no cuentan con garantía de FODER, los cuales representan al 31 de diciembre de 2023 aproximadamente el 33% de los ingresos de la Sociedad. A la fecha del presente Prospecto, el ciclo de cobranza para aquellos créditos con garantía FODER ha permanecido estable en 42 días a lo largo de 2021, 2022 y 2023. Al 31 de diciembre de 2023, aproximadamente el 54% de los ingresos se encuentran respaldados por la garantía FODER celebrados bajo el Programa RENOVAR y aproximadamente el 9% de los ingresos se encuentran celebrados con contrapartes privados de primera línea bajo el esquema MATER. La deuda de CAMMESA con la Sociedad al día de la fecha es sustancialmente similar a la deuda reflejada en los Estados Contables Individuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2023.

La Sociedad no ha visto afectado el resultado de sus operaciones ni su capacidad de hacer frente a sus obligaciones. La Sociedad no debió solicitar ningún tipo de préstamo o endeudamiento para afrontar la demora en el pago. Sin perjuicio de ello, la Sociedad se encuentra en permanente monitoreo de la situación, y realizara las publicaciones que correspondan oportunamente en tiempo y forma conforme lo previsto en las Normas de la CNV.

El siguiente gráfico ilustra el ciclo de pagos de CAMMESA para los ingresos que no tienen garantía FODER y los meses que han sido cobrados en su totalidad en términos de cantidad de días que CAMMESA demoró en abonar los saldos pendientes mes a mes, desde enero de 2020 hasta octubre de 2023. En línea con lo descripto en la sección "*Riesgos relacionados con el sector eléctrico argentino*" los meses subsiguientes no han sido cobrados en su totalidad a la fecha del presente Prospecto.




**Políticas y Estimaciones Contables Significativas**

En la aplicación de las políticas contables de la Sociedad, la dirección debe emitir juicios, elaborar estimaciones y efectuar supuestos acerca de los valores contables de los activos y pasivos que no pueden obtenerse a partir de otras fuentes. Las estimaciones y las presunciones se basan en la experiencia histórica y otros factores considerados pertinentes. Los resultados reales podrían diferir de dichas estimaciones. Las estimaciones y supuestos se revisan periódicamente. Los efectos de la revisión de las estimaciones contables son reconocidos en el período en el cual se efectúa la revisión, en tanto la revisión afecte solo a ese período o en el período de la revisión y períodos futuros, si la revisión afecta al período corriente y a períodos futuros.

Las áreas y rubros contables que requieren juicios y estimaciones significativas por parte de la Dirección de la Sociedad en la preparación de los Estados contables son los siguientes, conforme se detalla en la nota 4 a los Estados Contables Anuales de la Sociedad:

**A. Juicios críticos**

***Moneda Funcional*.** La Dirección de la Sociedad aplica su juicio profesional en la determinación de su moneda funcional y la de sus subsidiarias. El juicio es efectuado principalmente respecto a la moneda que influencia y determina los precios de venta, los costos de mano de obra y materiales, inversiones y otros costos, así como también la financiación y las cobranzas derivadas de sus actividades operativas. Como se detalla en la Nota 3.1 a los estados contables consolidados al 31 de diciembre de 2023, la Dirección de la Sociedad ha definido el Dólar Estadounidense como moneda funcional.

**Capital de trabajo.** Como se detalla en la Nota 7.3.3 a los estados contables consolidados al 31 de diciembre de 2023, en relación con la situación de capital de trabajo negativo por una cifra de 66.607, la Dirección y la Gerencia de la Compañía consideran que existe una probabilidad razonable de atender las obligaciones financieras y compromisos contractuales a su vencimiento y, por lo tanto, que no existe una incertidumbre material sobre la capacidad de la Compañía para continuar como una empresa en marcha. En este sentido, en la evaluación efectuada por la Dirección y la Gerencia de la Compañía se ha considerado como factores de juicio críticos i) que la Compañía se encuentra en una sólida posición operativa y financiera; ii) que la Compañía ha demostrado exitosamente contar con acceso al mercado de capitales internacional y local en reiteradas ocasiones; iii) que la Compañía cuenta con acceso a líneas de financiamiento bancario; y iv) que la Compañía mantiene un contacto frecuente con bancos e inversores lo cual es de suma utilidad para conocer la situación del mercado de deuda y la opinión que los mismos tienen de la Sociedad.

**Inversiones en negocios conjuntos.** Algunos de los principales supuestos evaluados se describen a continuación: (i) Cualquier decisión sobre ciertas actividades relevantes de los mismos, detalladas en el acuerdo de accionistas a ser celebrado debe tomarse de manera conjunta entre Genneia y PAF, ya que no existe poder de un accionista sobre el otro en relación con la inversión, independientemente de los diferentes porcentajes de capital e intereses de cada uno de ellos. Aunque la Compañía tiene una participación del 51% en Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., de acuerdo con el acuerdo de los accionistas, la aprobación de al menos un Director designado por cada clase de acciones en la reunión de Directorio o la aprobación de la clase completa de las acciones en la asamblea de accionistas se requieren para la toma de decisiones con respecto a ciertas actividades relevantes fijadas en el acuerdo de accionistas; (ii) Ningún accionista tiene ningún poder, como se define en la NIIF 10 en detrimento de cualquier otro, independientemente del número de Directores o personal (clave o no) designado por cada clase de acciones, en la administración de las compañías por sí mismo para beneficiarse o modificar unilateralmente los retornos de inversión variables o, en última instancia, dirigir unilateralmente cualquiera de las decisiones asociadas con las actividades relevantes.

**B. Fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones**

***Valor recuperable de créditos por ventas*.** La gerencia de la Sociedad hace una constante evaluación de la recuperabilidad de los créditos en función de la antigüedad de la deuda, la capacidad de pago de la contraparte, la naturaleza del cliente, las garantías recibidas, sus derechos legales, entre otros aspectos, y establece previsiones en función al valor estimado del recupero de los mismos.

La Compañía tiene importantes cuentas por cobrar a entidades con participación estatal o dependientes de fondos del sector público, reconocidas como cuentas por cobrar comerciales como resultado de sus operaciones de generación.

***Vida útil de activos fijos y valor recuperable de activos fijos y activos intangibles*.** La Sociedad estima la vida útil de sus activos fijos y activos intangibles, principalmente centrales eólicas, solares y plantas de generación térmica, en base a la tecnología de los activos correspondientes y su tipo y características de uso. La Compañía estima la vida útil de los activos intangibles relacionados con contratos a medida que transcurre el período del contrato. Además, la Compañía generalmente estima el valor recuperable de los activos fijos y activos intangibles sobre la base de su valor económico, calculado como los flujos de efectivo futuros esperados descontados generados por cada activo o grupo de activos en evaluación, considerando su vida útil estimada. Con excepción de aquellas centrales de generación térmica cuyo contrato con CAMMESA ha finalizado cuyo valor recuperable ha sido estimado sobre la base de su valor estimado de disposición menos los costos de venta. Con el fin de estimar los flujos de efectivo, la Administración calcula los ingresos y costos futuros en base a su mejor estimación del marco regulatorio, tarifas, costos de combustible, devaluación e inflación del peso argentino, salarios, factor de utilización de parques eólicos y solares, vida útil de los activos y la tasa utilizada para descontar dichos flujos de efectivo, entre otros.

***Estimación de pasivos contingentes por juicios y reclamos*.** El resultado final de la liquidación de denuncias, reclamos y litigios, como así también la calificación otorgada por la Dirección a un determinado asunto, puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, contratos, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por lo tanto, cualquier variación en las circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la previsión por contingencias registrada o la calificación otorgada por la Dirección. La Compañía tiene reclamaciones por activos contingentes según lo descrito en las Notas 11.2 y 11.3 a los estados contables consolidados al 31 de diciembre de 2023, los cuales no serán reconocidos hasta que sean realizables.

***CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamientos de impuestos a las ganancias***

La interpretación CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamientos de impuesto a las ganancias aclara cómo aplicar los requerimientos de reconocimiento y medición de la NIC 12 cuando existe incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias.

Para ello, una entidad debe evaluar si la autoridad fiscal aceptará un tratamiento impositivo incierto usado, o propuesto a ser usado, o que esté previsto usar en su declaración de impuesto a las ganancias.

Si una entidad concluye que es probable que la autoridad fiscal acepte un tratamiento impositivo incierto, la Entidad determinará la posición fiscal congruentemente con el tratamiento impositivo usado o que esté previsto usar en su declaración de impuesto a las ganancias. Si una entidad concluye que no es probable dicha aceptación, la entidad reflejará el efecto de la incertidumbre al determinar el resultado fiscal, las bases fiscales, pérdidas fiscales no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas fiscales.

Una entidad realizará juicios y estimaciones congruentes sobre el impuesto a las ganancias corriente y el impuesto diferido. Además, evaluará nuevamente un juicio o estimación requerido por esta interpretación si cambian los hechos y circunstancias sobre los que se basaron el juicio o la estimación o como resultado de nueva información que afecte al juicio o estimación.

La Sociedad ha aplicado esta interpretación en la registración del impuesto a las ganancias corriente y diferido, en relación con el reconocimiento de posiciones fiscales inciertas. En consecuencia, la Compañía mantiene una provisión de 4.674 y 2.693 al 31 de Diciembre de 2023 y 2022, respectivamente por las partidas fiscales inciertas que se relacionan principalmente con la interpretación de la legislación fiscal respecto al tratamiento del ajuste por inflación impositivo debido a la incertidumbre asociada con tales elementos.

**Nuevas Normas e Interpretaciones Contables**

Para una descripción de las normas e interpretaciones contables aplicadas por la Sociedad, véase la *"nota 2 de los Estados Contables Anuales de la Sociedad"*.

**Descripción de los principales rubros**

***Ingresos por ventas***

Las ventas de la Sociedad incluyen los ingresos de los siguientes negocios en los que participa la Sociedad (i) generación de energía de fuentes renovables eólicas y solares, (ii) generación de energía de fuentes convencionales, (iii) comercialización y transporte de gas, (iv) otros ingresos. Ver la "*Nota* 5*(m) a los Estados Contables Anuales de la Sociedad".*

***Costo de ventas***

Los costos de ventas de la Sociedad incluyen los costos directos relacionados con la generación de energía eléctrica y los costos operativos directamente relacionados con la generación y comercialización de energía eléctrica, tales como combustibles para generación térmica (gas natural y gas oil), salarios y beneficios, seguridad social y otros aportes con respecto al personal de planta, honorarios por servicios profesionales, otros gastos de personal, gastos de correo privado y telecomunicaciones, gastos de viaje, flete y seguro, bienes inmuebles, alquileres de maquinarias y equipos, impuestos, cargas y otras contribuciones, mantenimiento y reparaciones, contratos para obras y otros servicios, depreciación de bienes de uso, desvalorización de activos intangibles, combustibles, gas, electricidad y otros, materiales y equipos de instalación, provisiones y otros gastos de la Sociedad. Véase la "*Nota 5 (n) a los Estados Contables Anuales de la Sociedad".*

***Utilidad Bruta***

La utilidad bruta de la Sociedad refleja las ventas menos los costos de venta.

***Gastos de comercialización***

Los gastos de comercialización de la Sociedad incluyen los impuestos (principalmente el impuesto a los ingresos brutos), cargas y otras contribuciones, publicidad, cuentas de dudosa recuperabilidad y otros gastos. Véase el *"Anexo H a los Estados Contables Anuales de la Sociedad"*.

***Gastos de administración***

Los gastos de administración de la Sociedad incluyen gastos indirectos tales como salarios y beneficios, seguridad social y otros aportes con respecto al personal administrativo, honorarios por servicios profesionales, honorarios de directores y otros gastos de personal, gastos de correo privado y telecomunicaciones, gastos de viaje, flete y seguro, bienes inmuebles, alquileres de maquinarias y equipos, impuestos, cargas y otras contribuciones, mantenimiento y reparaciones, contratos para obras y otros servicios, depreciación de bienes de uso, amortización de activos intangibles, combustibles, gas, electricidad y otros, materiales y equipos de instalación, provisiones y otros gastos de la Sociedad. Véase el *"Anexo H a los Estados Contables Anuales de la Sociedad"*.

***Otros ingresos (egresos), netos***

Otros ingresos (egresos), netos principalmente incluye al impuesto a los débitos y créditos bancarios, desvalorización de bienes de uso, bajas de activos fijos y otros ingresos y egresos diversos no recurrentes. Véase *"Nota 5 (o) a los Estados Contables Anuales de la Sociedad"*.

***Resultados financieros, netos***

Resultados financieros, netos de la Sociedad, incluye (i) los ingresos financieros compuestos por ingresos por intereses y diferencia de cambio y (ii) los egresos financieros, compuestos por el cargo por intereses, las diferencias y variaciones de cambio, los costos de emisión y los impuestos de retención. Véase la *"Nota 5 (p) a los Estados Contables Anuales de la Sociedad"*.

***Impuesto a las ganancias***

El IG incluye el impuesto a las ganancias corriente y el impuesto a las ganancias diferido, en ambos casos, de las operaciones continuadas. La Sociedad reconoce los quebrantos acumulados y otros créditos impositivos como activos por impuesto diferido cuando es probable su deducción de ganancias impositivas futuras. A dichos fines, la Sociedad tiene en cuenta los resultados fiscales y la reversión de pasivos diferencias temporarias proyectados. Véase la *"Nota 5 (q) a los Estados Contables Anuales de la Sociedad"*.

***Utilidad (pérdida) neta del ejercicio***

El resultado del ejercicio es la utilidad (pérdida) neta después de la deducción o la suma del impuesto a las ganancias y los ajustes por participaciones minoritarias, según corresponda.

**Resultados de las Operaciones**

***Resultados seleccionados de las operaciones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.***

En la siguiente tabla se consignan nuestros resultados seleccionados de las operaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022:

| | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | |
|---|---|---|---|
| | **2023** | **2022** | **Variación (%)** |
| | **(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)** | | |
| Ingresos por ventas | 95.922 | 37.856 | 153% |
| Costo de ventas | (33.297) | (14.293) | 133% |

| | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | |
|---|---|---|---|
| | 2023 | 2022 | Variación (%) |
| | (en millones de Ps., a excepción de los porcentajes) | | |
| **Utilidad bruta** | **62.625** | **23.563** | 166% |
| Gastos de comercialización | (1.182) | (409) | 189% |
| Gastos de administración | (11.447) | (2.662) | 330% |
| Resultados por inversiones en negocios conjuntos | 1.727 | 909 | 90% |
| Otros egresos, netos | (1.123) | (353) | 218% |
| Resultados financieros, netos | (12.173) | (7.758) | 57% |
| **Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias** | **38.427** | **13.290** | 189% |
| Impuesto a las ganancias | (1.928) | (549) | 251% |
| **Utilidad neta del ejercicio** | **36.499** | **12.741** | 186% |
| **Otros resultados integrales** | | | |
| Diferencia de cambio por conversión | 210.229 | 19.771 | 963% |
| **Total de otros resultados integrales** | **210.229** | **19.771** | 963% |
| **Resultado integral total del ejercicio** | **246.728** | **32.512** | 659% |

***Ventas***

Las ventas en 2023 fueron de Ps. 95.922 millones, es decir, Ps. 58.066 millones o un 153% superiores a los Ps. 37.856 millones del 2022. En la siguiente tabla se consigna la composición de nuestras ventas por segmento para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2022:

| | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | |
|---|---|---|---|
| | 2023 | 2022 | Variación (%) |
| | (en millones de Ps., a excepción de los porcentajes) | | |
| **Ingresos por ventas** | **95.922** | **37.856** | **153%** |
| Generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas | 69.336 | 28.472 | 144% |
| Generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares | 7.683 | 1.828 | 320% |
| Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales | 15.195 | 6.306 | 141% |
| Comercialización y transporte de gas | 2.564 | 983 | 161% |
| Otros ingresos diversos | 1.144 | 267 | 328% |

Generación de energía de fuentes renovables eólicas: las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas aumentaron en Ps 40.864 millones, o 144%, de Ps. 28.472 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 69.336 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, fundamentalmente debido al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en Dólares. El volumen de energía eólica generada alcanzó los 2.381 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2023, en comparación con los 2.439 GWh generados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Generación de energía de fuentes renovables solares: las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares aumentaron en Ps 5.855 millones, o 320%, de Ps. 1.828 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 7.683 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, fundamentalmente debido a la puesta en operaciones del Parque Solar Sierras de Ullum lo que llevo a una mayor generación del ejercicio en comparación con mismo ejercicio del año anterior. El volumen de energía solar generada alcanzó los 356 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2023, en comparación con los 209 GWh generados en mismo ejercicio del 2022**.**

Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales: las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía de fuentes convencionales aumentaron en Ps. 8.889 millones, o 141%, de Ps. 6.306 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 15.195 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Este aumento se debió principalmente al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en Dólares. El volumen total de energía generada por el segmento ascendió al 31 de diciembre de 2023 y 2022 a 347 y 277 GWh, respectivamente.

Comercialización y transporte de gas: las ventas de la Sociedad en este segmento aumentaron en Ps. 1.581 millones, o 161% de Ps. 983 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 2.564 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, debido principalmente a un aumento en el volumen de gas comercializado, y al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en Dólares.

***Costo de ventas***

El costo de ventas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de Ps. 33.297 millones, un incremento del 133% en comparación con los Ps. 14.293 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. En la siguiente tabla se consigna la composición de nuestros costos de ventas por segmento por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y 2023:

| | **Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de** | | |
|---|---|---|---|
| | **2023** | **2022** | **Variación (%)** |
| | **(Ps. En millones, a excepción de los porcentajes)** | | |
| **Costo de ventas** | **(33.297)** | **(14.293)** | 133% |
| Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables eólicas | (20.433) | (9.150) | 123% |
| Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables solares | (2.862) | (670) | 327% |
| Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes convencionales | (8.786) | (3.913) | 125% |
| Costos operativos comercialización y transporte de gas | (657) | (212) | 210% |
| Compras para generación de energía eléctrica de fuentes convencionales | (350) | (195) | 79% |
| Compras para comercialización y transporte de gas | (209) | (153) | 37% |

Generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas aumentaron en Ps. 11.283 millones, o 123%, de Ps. 9.150 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 20.433 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, debido principalmente al aumento en pesos de las amortizaciones de bienes de uso por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados.

Generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares aumentaron en Ps. 2.192 millones, o 327%, de Ps. 670 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 2.862 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, debido principalmente a la puesta en operaciones del Parque Solar Sierras de Ullum.

Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales aumentaron en Ps. 5.028 millones, o 204%, de Ps. 4.108 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 9.136 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, debido principalmente al aumento de las amortizaciones de bienes de uso destinados al segmento por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados. Las centrales térmicas de Bragado II y III brindan energía al SADI a través de la resolución de la ex SEE N° 21/2016. Por su parte, la central de Cruz Alta, a la fecha del presente Prospecto se encuentra operando bajo la resolución de la ex SEE N° 826/2022. Dichas centrales se denominan de pico, lo que implica que el principal ingreso consta de la potencia puesta a disposición (PPAD), y de los contratos prevén una remuneración por generación basada en un costo variable de producción más combustible.

Comercialización de gas natural y capacidad de transporte: el costo de ventas de la Sociedad proveniente de operaciones

en este segmento aumentó en Ps. 501 millones, o 247%, de Ps. 365 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 866 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, debido principalmente a a mayores ingresos por el aumento de los volúmenes transportados y el efecto de la devaluación cambiaria del peso sobre dichas tarifas.

***Gastos de comercialización***

Los gastos de comercialización aumentaron un 189%, pasando de Ps. 409 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 1.182 millones al 31 de diciembre de 2023. Las causas del mencionado aumento corresponden principalmente al aumento de los costos laborales por los incrementos salariales en consonancia con la inflación del ejercicio.

***Gastos de administración***

Los gastos administrativos aumentaron un 330%, pasando de Ps. 2.662 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 a Ps. 11.447 millones al 31 de diciembre de 2023. Dicha variación corresponde principalmente al aumento de los costos laborales por los incrementos salariales y de los costos de los asesores externos en consonancia con la inflación del ejercicio.

***Otros egresos, netos***

Los otros egresos netos ascendieron a Ps. 1.123 millones al 31 de diciembre del 2023 reflejando un aumento de Ps. 770 millones o 218% con respecto a los Ps. 353 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Los otros ingresos registrados durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, corresponden a un resultado de la venta por los equipos de generación asociados a la Central Térmica de Las Armas por Ps. 547 millones. Los otros egresos también incluyen el impuesto a los débitos y créditos bancarios por Ps. 1.127 millones y Ps. 499 millones al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente.

***Resultados por inversiones en negocios conjuntos***

Los resultados por inversiones a largo plazo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 ascendieron a una ganancia de Ps. 1.727 millones, representando una variación positiva del 90% en comparación con la ganancia de Ps. 909 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Dichos resultados se atribuyen a a nuestra participación en Vientos de Necochea S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A.

***Resultados financieros, netos***

Los resultados financieros netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron negativos en Ps. 12.173 millones, respecto de los Ps. 7.758 millones negativos en el ejercicio anterior, lo que representa un aumento del 57%. El cargo por diferencia de cambio se situó en 12.677 pérdida en comparación con los 259 del ejercicio anterior. Con respecto a la devaluación cambiaria, cabe mencionar, que el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 concluyó con una devaluación del peso frente al dólar del 356%, en comparación a la devaluación cambiaria del 72% del ejercicio anterior. Por otro lado, es pertinente aclarar que los saldos a cobrar por venta de energía a CAMMESA son liquidados en pesos al tipo de cambio vigente al vencimiento contractual de la liquidación de venta a pesar que los contratos de suministro firmados con dichas entidades presentan tarifas dolarizadas y que en los mismos existen mecanismos previstos por los cuales la Sociedad mantiene el derecho de percibir un ajuste por la diferencia de cambio producida por la evolución del tipo de cambio utilizado para la facturación hasta el momento de la efectiva cobranza.

***Impuesto a las ganancias***

El cargo por IG al 31 de diciembre de 2023 asciende a una pérdida de Ps. 1.928 millones en comparación con la pérdida de Ps. 549 millones en 2022. La variación corresponde principalmente : i) al efecto del ajuste fiscal en el poder adquisitivo de la moneda, ii) a el efecto generado por la variación del tipo de cambio en la conversión de los bienes de uso en su moneda funcional (dólar), iii) a una mayor utilidad neta del ejercicio antes de impuestos, y iv) al efecto del cambio de tasa. Ver nota 5.q) a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2023 para mayor detalle.

***Utilidad neta del ejercicio***

Nuestra utilidad neta por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de Ps. 36.499 millones, en comparación con la utilidad neta de Ps. 12.741 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Los principales motivos que

generaron la variación en la utilidad neta del ejercicio se detallaron en las explicaciones incluidas en los rubros anteriores" o algo similar.

***Resultado integral total del ejercicio***

Los resultados integrales totales por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fueron de Ps. 246.728 millones ganancia en comparación con la ganancia de Ps. 32.512 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. La variación entre ambos ejercicios, que ascendió a Ps. 214.216 millones, corresponde principalmente a los factores indicados en el apartado anterior más el efecto generado en los Otros resultados integrales por la variación en el tipo de cambio del 356% en el año corriente versus una devaluación de sólo 72% en el año anterior.

***Resultados seleccionados de las operaciones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.***

En la siguiente tabla se consignan nuestros resultados seleccionados de las operaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021:

| | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | |
|---|---|---|---|
| | **2022** | **2021** | **Variación (%)** |
| | **(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)** | | |
| Ingresos por ventas | 37.856 | 26.664 | 42% |
| Costo de ventas | (14.293) | (9.541) | 50% |
| **Utilidad bruta** | **23.563** | **17.123** | 38% |
| Gastos de comercialización | (409) | (269) | 52% |
| Gastos de administración | (2.662) | (1.266) | 110% |
| Resultados por inversiones en negocios conjuntos | 909 | (52) | -1848% |
| Otros egresos, netos | (353) | (943) | -63% |
| Resultados financieros, netos | (7.758) | (8.959) | -13% |
| **Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias** | **13.290** | **5.634** | 136% |
| Impuesto a las ganancias | (549) | (10.317) | -95% |
| **(Utilidad) Pérdida neta del ejercicio** | **12.741** | **(4.683)** | -372% |
| **Otros resultados integrales** | | | |
| Diferencia de cambio por conversión | 19.771 | 4.996 | 296% |
| **Total de otros resultados integrales** | **19.771** | **4.996** | 296% |
| **Resultado integral total del ejercicio** | **32.512** | **313** | 10287% |

***Ventas***

Las ventas en 2022 fueron de Ps. 37.856 millones, es decir, Ps. 11.192 millones o un 42% superiores a los Ps. 26.664 millones del 2021. En la siguiente tabla se consigna la composición de nuestras ventas por segmento para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y 2021:

| | Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de | | |
|---|---|---|---|
| | **2022** | **2021** | **Variación (%)** |
| | **(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)** | | |
| **Ingresos por ventas** | **37.856** | **26.664** | **42%** |
| Generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas | 28.472 | 19.599 | 45% |
| Generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares | 1.828 | 1.278 | 43% |
| Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales | 6.306 | 4.681 | 35% |
| Comercialización y transporte de gas | 983 | 484 | 103% |
| Otros ingresos diversos | 267 | 622 | -57% |

Generación de energía de fuentes renovables eólicas: las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas aumentaron en Ps 8.873 millones, o 45%, de Ps. 19.599 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 a Ps. 28.472 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, fundamentalmente debido al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en Dólares y a una mayor generación del ejercicio en comparación con mismo ejercicio del año anterior. El volumen de energía eólica generada alcanzó los 2.439 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2022, en comparación con los 2.314 GWh generados en el mismo ejercicio del 2021.

Generación de energía de fuentes renovables solares: las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares aumentaron en Ps 550 millones, o 43%, de Ps. 1.278 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 a Ps. 1.828 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, fundamentalmente debido al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en Dólares y a una mayor generación del ejercicio en comparación con mismo ejercicio del año anterior. El volumen de energía solar generada alcanzó los 209 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2022, en comparación con los 204 GWh generados en mismo ejercicio del 2021.

Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales: las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía de fuentes convencionales aumentaron en Ps. 1.625 millones, o 35%, de Ps. 4.681 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 a Ps. 6.306 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. Este aumento se debió principalmente a el efecto de la devaluación cambiaria sobre los PPAs cuyas tarifas están dolarizadas. El volumen total de energía generada por el segmento ascendió al 31 de diciembre de 2022 y 2021 a 277 y 304 GWh, respectivamente.

Comercialización y transporte de gas: las ventas de la Sociedad en este segmento aumentaron en Ps. 499 millones, o 103% de Ps. 484 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 a Ps. 983 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, debido principalmente a un aumento en el volumen de gas comercializado, y al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en Dólares.

***Costo de ventas***

El costo de ventas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue de Ps. 14.293 millones, un incremento del 50% en comparación con los Ps. 9.541 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. En la siguiente tabla se consigna la composición de nuestros costos de ventas por segmento por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 y 2022:

| | **Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de** | | |
|---|---|---|---|
| | **2022** | **2021** | **Variación (%)** |
| | **(Ps. En millones, a excepción de los porcentajes)** | | |
| **Costo de ventas** | **(14.293)** | **(9.541)** | **50%** |
| Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables eólicas | (9.150) | (5.622) | 63% |
| Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables solares | (670) | (482) | 39% |
| Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes convencionales | (3.913) | (3.130) | 25% |
| Costos operativos comercialización y transporte de gas | (212) | (94) | 126% |
| Compras para generación de energía eléctrica de fuentes convencionales | (195) | (137) | 42% |
| Compras para comercialización y transporte de gas | (153) | (76) | 101% |

Generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables aumentaron en Ps. 3.528 millones, o 63%, de Ps. 5.622 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 a Ps. 9.150 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, debido principalmente al aumento en pesos de las amortizaciones de bienes de uso por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados.

Generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares aumentaron en Ps. 188 millones, o 39%, de Ps. 482 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 a Ps. 670 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, debido principalmente al aumento en pesos de las amortizaciones de bienes de uso por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados.

Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales aumentaron en Ps. 783 millones, o 25%, de Ps. 3.130 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 a Ps. 3.913 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, debido principalmente al aumento de las amortizaciones de bienes de uso destinados al segmento por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados.

Comercialización de gas natural y capacidad de transporte: el costo de ventas de la Sociedad proveniente de operaciones en este segmento aumentó en Ps. 118 millones, o 126%, de Ps. 94 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 a Ps. 212 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, debido principalmente a debido principalmente a mayores ingresos por el aumento de los volúmenes transportados y el efecto de la devaluación cambiaria del peso sobre dichas tarifas.

***Gastos de comercialización***

Los gastos de comercialización aumentaron un 52%, pasando de Ps.269 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 a Ps.409 millones al 31 de Diciembre de 2022. Las causas del mencionado aumento corresponden principalmente al aumento de los costos laborales por los incrementos salariales en consonancia con la inflación del ejercicio.

***Gastos de administración***

Los gastos administrativos aumentaron un 110%, pasando de Ps.1.266 millones en el ejercicio finalizado el 31 de Diciembre de 2021 a Ps.2.662 millones al 31 de Diciembre de 2022. Dicha variación corresponde principalmente al aumento de los costos laborales por los incrementos salariales y de los costos de los asesores externos en consonancia con la inflación del ejercicio.

***Otros egresos, netos***

Los otros egresos netos ascendieron a Ps. 353 millones al 31 de diciembre del 2022 reflejando una disminución de Ps. 590 millones o 63% con respecto a los Ps. 943 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Los otros egresos registrados durante el ejercicio finalizado el 31 de Diciembre de 2021, corresponden a un deterioro parcial de los activos fijos por Ps. 838 millones. Los otros egresos también incluyen el impuesto a los débitos y créditos bancarios por Ps. 499 millones y Ps. 410 millones al 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente.

***Resultados por inversiones en negocios conjuntos***

Los resultados por inversiones a largo plazo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 ascendieron a una ganancia de Ps. 909 millones, representando una variación negativa del 1.848% en comparación con la pérdida de Ps. 52 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Dichos resultados se atribuyen a a nuestra participación en Vientos de Necochea S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A.

***Resultados financieros, netos***

Los resultados financieros netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron negativos en Ps. 7.758 millones, respecto de los Ps. 8.959 millones negativos en el ejercicio anterior, lo que representa una baja del 13%.

Esta variación se debe principalmente al menor devengamiento de intereses del ejercicio, medido en dólares, por la reducción

del endeudamiento de la sociedad, y la activación de costos financieros en el desarrollo de las nuevas obras compensado por el efecto devaluatorio en la conversión en pesos.

***Impuesto a las ganancias***

El cargo por impuesto a las ganancias al 31 de Diciembre de 2022 asciende a una pérdida de Ps. 549 millones en comparación con la pérdida de Ps. 10.317 millones en 2021. La variación corresponde principalmente : i) al efecto del ajuste por inflación impositivo y, ii) a el efecto en la variación del tipo de cambio sobre el pasivo financiero por bienes de uso.

***Utilidad neta del ejercicio***

Nuestra utilidad neta por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue de Ps. 12.741 millones, en comparación con la pérdida neta de Ps. 4.683 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Esta evolución se explica, mayormente, por un mayor cargo nominal en pesos de los ingresos por efecto de la devaluación, y un menor cargo en el impuesto a las ganancias de acuerdo a lo explicado en el párrafo anterior.

***Resultado integral total del ejercicio***

Los resultados integrales totales por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fueron de Ps. 32.512 millones ganancia en comparación con la ganancia de Ps. 313 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Esta evolución positiva se explica, mayormente, por un mayor cargo nominal en pesos de los ingresos por efecto de la devaluación y por la disminución en el impuesto a las ganancias según se explicó anteriormente.

**Liquidez y Recursos de Capital**

Los requerimientos de capital de la Sociedad obedecen principalmente a costos de operación y mantenimiento relativos a los activos operativos; inversiones en bienes de capital en relación con la construcción de nuevos activos de generación eléctrica o con el mejoramiento de los activos operativos existentes, y pagos por servicios de deuda.

Las fuentes principales de liquidez y recursos de capital de la Sociedad son los fondos generados por las actividades operativas, principalmente la generación de energía eléctrica; los ingresos financieros provenientes de la inversión del efectivo y los fondos disponibles de la Sociedad; el acceso a los mercados de capitales de deuda y, en menor medida, al mercado de deuda bancaria.

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía tiene un capital de trabajo negativo de Ps.66.607 millones. Esta situación se debe principalmente a las obligaciones financieras de corto plazo relacionadas con la construcción de los proyectos que se llevaron a cabo entre 2017 y 2023. Este financiamiento está principalmente relacionado con la Obligación Negociable Global Serie XXXI, la cual amortiza semestralmente un 10% del capital y tiene vencimiento final en septiembre 2027 y los pasivos vinculados al desarrollo de los nuevos proyectos de la Compañía conforme se describe en el párrafo siguiente.

En 2023, la compañía inició la construcción de tres nuevos proyectos, el proyecto parque solar Tocota III, el proyecto parque eólico La Elbita, y el proyecto parque solar Los Molles, estimándose la etapa de construcción entre 2023 - 2024 para los dos primeros y 2024 - 2025 para el último. El capital total estimado del proyecto parque eólico La Elbita y el proyecto parque solar Tocota III asciende a US$ 290 millones, habiéndose pagado US$ 207 millones al 31 de diciembre de 2023. Asimismo, el capital estimado para el proyecto parque solar Los Molles es de US$90 millones, y hasta la fecha del 31 de diciembre de 2023, se ha realizado un gasto de inversión de US$ 2 millones. Con respecto al financiamiento de los tres proyectos, se han emitido a la fecha del presente prospecto, obligaciones negociables por un total de US$ 163 millones y una suscripción de un préstamo por un total de US$ 85 millones; el monto restante de US$ 132 millones para cubrir el total de la inversión en los tres proyectos se financiará con nueva deuda y/o flujo de generación de caja; para más información sobre los proyectos y financiamiento ver Nota 1 a los estados financieros finalizados el 31 de diciembre de 2023.

En línea con las proyecciones financieras, el Directorio y la Gerencia de la Compañía consideran que el capital de trabajo negativo no presenta problemas y se revertirá, entre otros, con el flujo de caja operativo de la Compañía y con las nuevas líneas de financiamiento descriptas en esta nota.

**Obligaciones Contractuales**

En la siguiente tabla se detallan las principales obligaciones contractuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2023, así como los vencimientos de dichas obligaciones:

| | Pagos adeudados por período | | | |
|---|---|---|---|---|
| | **Menos de 1 año** | **1 a 3 años** | **Más de 3 años** | **Total** |
| | | **(Ps.en millones)** | | |
| Bonos locales | 93.791 | 182.144 | 185.620 | 461.556 |
| Préstamos | 20.309 | 44.714 | 152.215 | 217.238 |
| Intereses proyectados [(1)] | - | 82.030 | 35.677 | 117.707 |
| Proveedores de turbinas eólicas | 10.933 | - | - | 10.933 |
| Contratos de suministro solar [(2)] | 25.954 | 2.939 | - | 28.894 |
| Contratos civiles y eléctricos [(3)] | 52.677 | - | - | 52.677 |
| Contratos de EPC | 282 | - | - | 282 |
| Servicios O&M | 11.942 | 27.954 | 14.200 | 54.096 |
| Monto total de las obligaciones Contractuales | **215.921** | **339.749** | **387.711** | **943.381** |

(1) Los montos proyectados de intereses correspondientes a préstamos con una tasa variable, se calcularon teniendo en cuenta la tasa aplicable al 31 de diciembre 2023.
(2) Principalmente asociados al proyecto Los Molles (Sección III del presente prospecto).
(3) Principalmente asociados al proyecto La Elbita y Los Molles (Sección III del presente prospecto).

***Endeudamiento***

El siguiente cuadro brinda un resumen de la deuda total de la Sociedad al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

| | **31 de diciembre de** | | |
|---|---|---|---|
| | **2023** | **2022** | **2021** |
| | | **(en millones de US$)** | |
| Préstamos corrientes: | | | |
| Obligaciones negociables | 123,7 | 151,0 | 141,7 |
| Otras deudas bancarias y financieras | 27,8 | 35,5 | 61,0 |
| Partes relacionadas, neto de comisiones | 1,9 | 0,8 | — |
| Arrendamientos financieros | 1,2 | 0,2 | 0,3 |
| Total préstamos corrientes | 154,6 | 187,6 | 203,0 |
| Préstamos no corrientes: | | | |
| Obligaciones negociables | 451,8 | 400,5 | 489,0 |
| Otras deudas bancarias y financieras | 217,6 | 159,9 | 187,8 |
| Arrendamientos financieros | 2,2 | 2,5 | 2,6 |
| Total préstamos no corrientes | 671,6 | 562,9 | 679,4 |
| Total préstamos | 826,2 | 750,5 | 882,4 |

| | **31 de diciembre de** | | |
|---|---|---|---|
| | **2023** | **2022** | **2021** |
| | | **(en millones de Pesos)** | |
| Préstamos corrientes: | | | |
| Obligaciones negociables | 100.039 | 26.753 | 14.551 |
| Otras deudas bancarias y financieras | 22.461 | 6.294 | 6.266 |
| Partes relacionadas, neto de comisiones | 1.525 | 147 | — |
| Arrendamientos financieros | 1.000 | 37 | 31 |
| Total préstamos corrientes | 125.025 | 33.231 | 20.848 |
| Préstamos no corrientes: | | | |
| Obligaciones negociables | 365.243 | 70.960 | 50.231 |
| Otras deudas bancarias y financieras | 175.921 | 28.331 | 19.290 |
| Arrendamientos financieros | 1.794 | 440 | 269 |
| Total préstamos no corrientes | 542.958 | 99.731 | 69.790 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Total préstamos | 667.983 | 132.962 | 90.638 |

**FINANCIAMIENTOS**

La estrategia financiera de la Compañía es mantener un nivel de apalancamiento razonable para la industria en la cual opera. La Compañía procura financiar sus inversiones mediante el flujo de caja generado por sus activos existentes, el aporte de sus accionistas, la emisión de obligaciones negociables y/o préstamos bancarios. Esta estrategia también incluye préstamos garantizados en subsidiarias sin recurso hacia Genneia S.A., modalidad conocida como "Project Finance", con plazo de hasta 15 años a través de bancos de desarrollo, agencias de exportación y organismos multilaterales, y/ o préstamos corporativos a Genneia S.A. por esas mismas entidades a plazos de hasta 10 años.

**Obligaciones Negociables**

A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad tiene en circulación 13 clases de obligaciones negociables, todas emitidas bajo el Régimen de Emisor Frecuente de la Sociedad. En la siguiente tabla se resumen los principales términos y condiciones de las obligaciones negociables de la Sociedad a la fecha del presente Prospecto:

| Obligaciones Negociables | Capital en circulación al 31 de diciembre de 2023 (en millones de US$) | Capital en circulación al 31 de marzo de 2024 (en millones de US$) | Moneda | Tasa de interés | Fecha de Emisión | Vencimiento |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Clase XXXI** | 292.894.910 | 256.283.047 | US$ | 8,75% | 2/09/2021 | 2/09/2027 |
| **Clase XXXIV** | 7.802.761 | 3.901.381 | US$ | 6,00% | 10/08/2021 | 10/08/2024 |
| **Clase XXXV** | 17.300.000 | 17.300.000 | US$-Linked (1) | 0% | 23/12/2021 | 23/12/2024 |
| **Clase XXXVI** | 50.000.000 | 50.000.000 | US$-Linked (1) | 5,65% | 23/12/2021 | 23/12/2031 |
| **Clase XXXV Adicional** | 20.884.061 | 20.884.061 | US$-Linked (1) | 0% | 11/11/2022 | 23/12/2024 |
| **Clase XXXVII** | 29.917.476 | 29.917.476 | US$-Linked (1) | 0% | 11/11/2022 | 11/11/2026 |
| **Clase XXXVIII** | 73.432.000 | 73.432.000 | US$-Linked (1) | 4,5% | 10/02/2023 | 10/02/2033 |
| **Clase XXXIX** | 30.000.000 | 30.000.000 | US$-Linked (1) | 2% | 14/07/2023 | 14/07/2028 |
| **Clase XL** | 10.867.627 | 10.867.627 | US$ | 5,5% | 14/07/2023 | 14/07/2025 |
| **Clase XLI** | 30.000.000 | 30.000.000 | US$-Linked (1) | 0% | 14/07/2023 | 14/07/2026 |
| **Clase XLII** | 15.196.669 | 15.196.669 | US$-Linked (1) | 0% | 16/11/2023 | 16/05/2027 |
| **Clase XLIII** | - | 20.697.951 | US$ | 6,25% | 08/03/2024 | 08/03/2027 |
| **Clase XLIV** | - | 12.502.792 | US$-Linked (1) | 5% | 08/03/2024 | 08/03/2026 |

(1) Deuda denominada en Dólares Estadounidenses suscripta en Pesos al Tipo de Cambio Inicial, y pagadera en Pesos al Tipo de Cambio Aplicable, de acuerdo se definiese cada Tipo de Cambio correspondiente en el Suplemento de Prospecto aplicable.

Con fecha 19 de marzo de 2021, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad aprobó por resolución la creación de un Régimen de Emisor Frecuente para la emisión de obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, a corto, mediano o largo plazo, por un monto máximo en circulación de valor nominal US$ 800.000.000 (Dólares Estadounidenses ochocientos millones) (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor) (el "**Régimen de Emisor Frecuente**"). El registro de Emisor Frecuente N° 15 fue otorgado mediante la Disposición N° DI-2021-10-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la Comisión Nacional de Valores (la "**CNV**") de fecha 19 de abril de 2021. Con fecha 28 de abril de 2022, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad aprobó por resolución la ampliación del monto máximo de emisión bajo el Régimen de Emisor Frecuente por un monto adicional de US$ 500.000.000, por lo que el monto total del Régimen de Emisor Frecuente en circulación ascendió a la suma de US$ 1.300 millones (Dólares Estadounidenses mil trescientos millones) (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor). A su vez, con fecha 25 de abril de 2024, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad aprobó por resolución la ampliación del monto máximo de emisión bajo el Régimen de Emisor Frecuente por un monto adicional de US$ 700.000.000 (Dólares Estadounidenses setecientos millones), por lo que el monto total aprobado por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad para el Régimen de Emisor Frecuente en circulación ascendió desde US$ 1.300.000.000 (Dólares Estadounidenses mil trescientos millones) a la suma de US$ 2.000.000.000 millones (Dólares

Estadounidenses dos mil millones) (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor). Sin embargo, a la fecha de este Prospecto, la Sociedad no ha resuelto solicitar el aumento del Monto Máximo del Régimen de Emisor Frecuente.

**Calificación de riesgo de las Obligaciones Negociables**

Moody's Local AR Agente de Calificación de Riesgo S.A. (de aquí en adelante "**Moody's Local**"), califica a las obligaciones negociables emitidas por la Compañía en "AA.ar" en moneda local y en "AA.ar" en moneda extranjera, ambas a escala nacional y con perspectiva "Estable". Para más información, el reporte se encuentra disponible en https://www.moodyslocal.com/country/ar/ratings/corp

Por su parte, las agencias Moody's y Fitch Ratings califican a las obligaciones negociables emitidas por la Compañía en "Caa3" (perspectiva estable) y "CCC-" a escala global, respectivamente.

En marzo de 2023, la agencia Fitch Ratings realizó una baja en la calificación de la deuda soberana en moneda extranjera de Argentina desde "CCC-" a "C" como consecuencia de los profundos desequilibrios macroeconómicos y una posición de liquidez externa altamente restringida. Asimismo, las autoridades del país buscaron implementar un "swap" de US$35 mil millones de la deuda local. Dicho cambio en la calificación del soberano provocó la baja de calificación de numerosas empresas argentinas, incluyendo La Emisora, ya que su calificación se encuentra limitada por la calificación del soberano. En junio de 2023, la agencia Fitch Ratings realizó un alza en la calificación de la deuda soberana en moneda extranjera de Argentina a "CC", dado que no se terminó ejecutando el swap de deuda en pesos local. Por parte de Moody's, la calificación a escala global de Genneia se mantuvo en "Caa3". Para más información con respecto a la baja en las calificaciones de Fitch Ratings, visitar https://www.fitchratings.com/research/sovereigns/fitch-upgrades-argentina-fc-idr-to-cc-affirms-lc-idr-at-ccc-13-06-2023

El 15 de marzo de 2024, S&P Global Ratings subió sus calificaciones soberanas en moneda local de Argentina a 'CCC/C' de 'SD/SD' y su calificación en escala nacional a 'raB+' de 'SD'. También subimos nuestra calificación soberana en moneda extranjera de largo plazo a 'CCC' de 'CCC-' y confirmamos nuestra calificación soberana en moneda extranjera de corto plazo de 'C'. Laperspectiva de las calificaciones soberanas de largo plazo es estable.

***Otras Deudas Bancarias y Financieras***

El siguiente cuadro resume los principales términos y condiciones de las deudas bancarias y financieras de la Sociedad al 31 de diciembre de 2023:

| Préstamos | Capital pendiente al 31 de diciembre de 2023 (en millones de US$) | Tasa de interés | Fecha de emisión | Vencimiento |
|---|---|---|---|---|
| KfW préstamo corporativo[2] | 2,8 | Synthetic Libor + 1,5% | febrero 2020 | marzo 2024 |
| Project Finance – Pomona I Genneia Vientos del Sudoeste S.A. | 95,7 | 4,73% | junio 2018 | junio 2034 |
| Project Finance – Villalonga I Genneia Vientos Argentinos S.A. | 55,2 | 6,95% [1] | junio 2018 | junio 2033 |
| Project Finance – Chubut Norte I Genneia Vientos del Sur S.A. | 35,7 | 6,95% [1] | junio 2018 | junio 2033 |
| Financiamiento Corporativo de FMO y FINDEV | 70,8 | SOFR 6M + 5,20% / 8,91% - 9,75% | julio 2023 | diciembre 2032 |
| Otras Deudas | 5,1 | 12% - 122% | julio 2023 | febrero 2024 |

(1) 75% de la deuda pendiente de pago tiene un interés promedio de 5,4%. El 25% del préstamo restante tiene una tasa de interés aplicable de Term SOFR 6M + 1,2%

(2) A la fecha del presente prospecto la deuda se encuentra cancelada en su totalidad.

*KfW préstamo corporativo*

El 23 de julio de 2019, Genneia S.A. firmó un préstamo corporativo de US$ 31 millones con KfW para la construcción de los parques eólicos Pomona II (12 MW) y Chubut Norte II (26 MW). El financiamiento implica un préstamo garantizado de 4 años otorgado por KfW. El préstamo otorgado por KfW está garantizado por la Agencia Alemana de Crédito a la Exportación Euler Hermes.

Con fecha 7 de abril de 2022, la Compañía solicitó a KfW la reducción del monto comprometido en US$ 1,7 millones, totalizando en consecuencia US$ 29,1 millones. Con fecha 21 de abril de 2022, KfW confirmó dicha solicitud. El 18 de febrero de 2020 se concretaron los primeros desembolsos, totalizando al 31 de diciembre de 2023 US$ 29,1 millones.

El capital adeudado en virtud de lo desembolsado ha sido pagado de manera semestral iniciando el 28 de febrero de 2020 para el parque eólico Pomona II y 4 de septiembre de 2020 para el parque eólico Chubut Norte II. La tasa de interés sobre el financiamiento fue equivalente a una tasa LIBOR más un 1,5%, pagadero semestralmente.

Al 31 de diciembre de 2023 Genneia S.A. posee un capital adeudado en virtud de lo desembolsado ascendiendo en consecuencia a US$ 2,8 millones.

*Fideicomiso financiero Loma Blanca Serie I*

A fin de obtener el financiamiento necesario para el proyecto de parque eólico Loma Blanca, en diciembre de 2011 Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. (antes, ICERSA) decidió la emisión de obligaciones negociables y la constitución de un fideicomiso financiero.

El 16 de febrero de 2022, Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. realizó la precancelación anticipada de la totalidad de las ONs en circulación que constituían el activo subyacente del Fideicomiso, todo ello en beneficio del Banco de la Nación Argentina como beneficiario del Contrato de Fideicomiso y único tenedor de los valores de deuda clase B (“VRDB”), por un valor nominal en circulación de US$ 16.972.079 junto con los intereses compensatorios impagos devengados hasta la fecha de pago.

Con fecha 17 de agosto de 2023, se procedió al cierre del Fideicomiso financiero Loma Blanca Serie I.

*Préstamo GEDESA*

El 22 de noviembre de 2017, GEDESA celebró un contrato de préstamo por un monto de US$ 45.000.000 con el Banco Industrial y Comercial de China (Argentina) Sucursal SA Dubai ("ICBC Dubai"), Sucursal Banco Itaú Unibanco SA Nassau ("Itau Nassau"), Banco Hipotecario SA ("BH") y Banco de Crédito y Securitización SA ("BACS"), para uso general, incluyendo, pero no limitando al pago de deuda. El capital se pagará en 12 cuotas trimestrales y consecutivas. La primera correspondiente al 22 de febrero de 2018 y la última, el 22 de noviembre de 2020. La tasa de interés de financiamiento equivale a una tasa Libor más un 5,5%, pagadera trimestralmente. El préstamo fue otorgado a GEDESA sin garantías.

Sin perjuicio de que la intención de GEDESA al momento de celebrar el contrato de préstamo era refinanciar la última cuota de amortización, el 13 de noviembre de 2020, y en cumplimiento de lo requerido por las normas emitidas por el Banco Central de la República Argentina, GEDESA celebró un acuerdo con las entidades prestatarias para la financiación de la última cuota del préstamo con vencimiento el 22 de noviembre de 2020, en las siguientes condiciones:

- El 60% de la deuda con ICBC Dubai e Itau Nassau, por un total de US$ 8.634.600, fue refinanciado acordando un nuevo esquema de vencimientos y tasa. El capital se pagará en dólares en 12 cuotas trimestrales y consecutivas. La primera correspondiente al 16 de febrero de 2021 y la última, el 16 de noviembre de 2023. La tasa de interés de financiamiento equivale a una tasa Libor 3M más un 7,25%, que se pagará trimestralmente.

- El 40% restante de la deuda con ICBC Dubai e Itaú Nassau y el 40% de la deuda con BH y BACS, por un total de US$ 8.634.600, fue cancelado con fondos obtenidos mediante una nueva financiación con BH, ICBC Argentina, Itau Argentina y BACS por un importe de AR$ 719.352.541. El capital se pagará en pesos en 36 cuotas mensuales y consecutivas. La primera correspondiente al 16 de diciembre de 2020 y la última, el 16 de noviembre de 2023. La

tasa de interés de financiamiento equivale a una Tasa Badlar Corregida más un 8,5%, que se pagará mensualmente. Dicho financiamiento fue pre cancelado en su totalidad con fecha 17 de enero de 2022.

- El 60% restante de la deuda con BH y BACS, por un total de US$ 4.317.300, fue cancelado con fondos obtenidos mediante una nueva financiación con BH y BACS denominada en Unidades de Valor Adquisitivo (UVA) un instrumento ajustable en función del índice del Coeficiente de Estabilización de Referencia ("CER") publicado por el BCRA. El capital, equivalente a 5.699.468 UVA, se pagará en pesos en 12 cuotas trimestrales y consecutivas. La primera correspondiente al 16 de febrero de 2021 y la última, el 16 de noviembre de 2023. La tasa de interés de financiamiento equivale a una tasa fija de 7,5%, que se pagará mensualmente (el "Préstamo Local"). Dicho financiamiento fue pre cancelado en su totalidad con fecha 16 de febrero de 2022.

Genneia S.A. ha otorgado fianzas limitadas sobre los préstamos sindicados, a favor de TMF Trust Company (Argentina) S.A., en su carácter de agente y en representación de las entidades prestamistas. Las obligaciones bajo las fianzas sólo serán exigibles a partir del vencimiento de las obligaciones conforme el cronograma de pagos de cada préstamo y limitadas al monto vencido en cada fecha de pago. Las fianzas sólo se pueden acelerar en ciertos supuestos previstos en las mismas y relacionados con el Fiador y no se aceleran por otros supuestos previstos en los contratos de préstamos.

Con fecha 17 de enero de 2022, el saldo remanente correspondiente al tramo a Tasa Badlar Corregida más un 8,5% de AR$ 550 fue precancelado, junto con los intereses devengados hasta dicha fecha. Con fecha 16 de febrero de 2022, el saldo remanente correspondiente al tramo en Unidades de Valor Adquisitivo ("UVA") con devengamiento a tasa fija del 7,5% de AR$ 465 fue precancelado, junto con los intereses devengados hasta dicha fecha.

Dado que la LIBOR dejó de estar vigente el 30 de junio de 2023, con fecha 27 de junio de 2023, la Sociedad celebró una adenda con los bancos en la cual se estableció que la nueva tasa flotante del préstamo fuera Term SOFR para los servicios de deuda posteriores a agosto de 2023.

Al 31 de diciembre de 2023, La Compañía ha cancelado el total adeudado bajo este financiamiento.

*Financiamiento del parque eólico Pomona I*

El 8 de junio de 2018, Genneia Vientos del Sudoeste S.A. ("GVSO"), subsidiaria totalmente controlada por la Sociedad, celebró contratos de financiamiento para el parque eólico Pomona I. Este acuerdo de financiamiento comprende hasta US$ 142 millones que se utilizaron para hacer frente a los costos de construcción y puesta en marcha del parque.

Los acuerdos de financiamiento incluyen un préstamo garantizado sin recurso a 16 años otorgado por Kreditanstalt FürWiederaufbau, Kfw Ipex-Bank Gmbh (KfW) y préstamo sin garantía ni recurso a la Sociedad por 15 años otorgado por DEG - Deutsche Investitionsk - Und Entwicklungsgesellschaft Mbh (DEG). El préstamo de KfW está garantizado por la Agencia de Crédito a la Exportación de Alemania Euler Hermes, a través de un acuerdo integral de crédito comercial y político para la exportación.

El 31 de agosto de 2018 se cumplieron satisfactoriamente la totalidad de condiciones precedentes para desembolso establecidas en los contratos de financiamiento. A partir de dicha fecha, los desembolsos de fondos han sido recibidos acorde a la documentación financiera.

Los acuerdos de financiamiento contienen cláusulas que limitan la habilidad de GVSO de pagar dividendos y prevén el otorgamiento de diversas garantías en favor de los acreedores, entre las que se encuentran la cesión de los derechos reales de usufructo sobre los inmueble del parque, cesiones directas, fiduciarias o en garantía, totales o parciales, de ciertos derechos de GVSO, incluyendo los derechos de cobro bajo el Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable celebrado con CAMMESA, seguros y otros documentos relacionados con el Parque; prenda sobre acciones representativas del 100% del capital social de GVSO, garantías sobre cuentas bancarias y prenda sobre los activos principales de GVSO, todas características de un Project Finance tradicional sin recurso.

La tasa de interés sobre el financiamiento fue equivalente a una tasa de 4,73% anual, pagadero semestralmente.

Durante marzo del 2023 Genneia Vientos del Sudoeste S.A. recibió un desembolso de US$ 1,7 millones, por lo que al 31 de diciembre de 2023 se ha desembolsado la totalidad del monto comprometido totalizando en US$ 120,2 millones. El capital adeudado en virtud de lo desembolsado comenzó a pagarse de manera semestral iniciando el 31 de marzo de 2020, ascendiendo en consecuencia al 31 de diciembre de 2023 US$ 95,6 millones.

*Financiamiento de los parques eólicos Villalonga I y Chubut Norte I*

El 19 de junio de 2018, Genneia Vientos Argentinos S.A. ("GVA") y Genneia Vientos del Sur S.A. ("GVS"), subsidiarias totalmente controladas por la Sociedad, celebraron contratos de financiamiento para los parques eólicos Villalonga y Chubut Norte I por hasta US$ 130,7 millones que se utilizaron para hacer frente a los costos de construcción y puesta en marcha de dichos parques.

Los acuerdos de financiamiento incluyen tramos garantizados y tramos no garantizados. La Agencia de Crédito de Exportación de Dinamarca (EKF) otorga directamente un primer Tramo, y Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC) otorga el segundo Tramo. El Tramo otorgado por SMBC está garantizado por EKF a través de un acuerdo de garantía de crédito de exportación comercial y político integral.

Adicionalmente, el financiamiento incluye dos tramos no garantizados. Un préstamo a 15 años no garantizado y sin recurso otorgado por la Corporación Andina de Fomento (CAF) y un préstamo a 15 años no garantizado y sin recurso otorgado por Nederlandse Financierings-Maatschappij Voor Ontwikkelingslanden NV (FMO).

El 26 de octubre de 2018 se cumplieron todas las condiciones previas al desembolso establecido en los convenios de financiamiento. A partir de esa fecha, los desembolsos de fondos se han recibido de acuerdo con la documentación financiera. El primer desembolso incluye el reembolso de ciertos anticipos a los parques financiados por Genneia S.A.

Los acuerdos de financiamiento contienen cláusulas que limitan la habilidad de GVA y GVS de pagar dividendos y prevén el otorgamiento de diversas garantías en favor de los acreedores, entre las que se encuentran hipotecas sobre los inmuebles de los parques, cesiones directas, fiduciarias o en garantía, totales o parciales, de ciertos derechos de GVA y GVS, incluyendo los derechos de cobro bajo los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable celebrados con CAMMESA, seguros y otros documentos relacionados con los Parques; prenda sobre acciones representativas del 100% del capital social de GVA y GVS, garantías sobre cuentas bancarias y prenda sobre los activos principales de los parques.

El 7 de abril de 2020, Genneia Vientos Argentinos S.A. y Genneia Vientos del Sur S.A. acordaron una reducción en US$ 8,5 millones del financiamiento con respecto al financiamiento originalmente comprometido. En consecuencia, el financiamiento total comprometido para la construcción de los parques eólicos de Villalonga I y Chubut Norte I totaliza US$ 122,2 millones. Los motivos de dicha reducción se relacionaron principalmente a que el destino de fondos prestablecido para este préstamo se asociaba a los costos de la construcción de los parques, que finalmente entraron en operación con sustanciales ahorros obtenidos en dichos costos. La reducción de este préstamo no afectó el plan original de financiamiento de los costos de construcción y puesta en marcha de los parques, dado que los mismos ya se encontraban operativos a esa fecha.

Asimismo, el 24 de abril de 2020, las sociedades recibieron un desembolso de US$ 7,8 millones dentro del financiamiento, cuyo destino de fondos fue el pago de una remuneración de única vez a Genneia S.A. vinculada con la exitosa gestión de los parques, habiendo finalizado los mismos antes del tiempo estipulado y con ahorros en el presupuesto.

Dado que LIBOR dejó de estar vigente a partir del 30 de junio de 2023, con fecha 30 de junio de 2023, la Sociedad ha firmado una adenda en la cual se establece que la nueva tasa flotante del préstamo será Term SOFR para los servicios de deuda posteriores a octubre de 2023.

Al 31 de diciembre de 2023 Genneia Vientos Argentinos S.A. y Genneia Vientos del Sur S.A. totalizan desembolsos por US$ 122,2 millones, habiéndose desembolsado la totalidad del monto comprometido. El capital adeudado en virtud de lo desembolsado ha sido pagado de manera semestral iniciando el 31 de octubre de 2019, ascendiendo en consecuencia al 31 de diciembre de 2023 US$ 90,7 millones.

*Financiamiento del Proyecto Chubut Norte III y Chubut Norte IV*

El 15 de julio de 2019, Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A, celebraron acuerdos de financiación para los parques eólicos Chubut Norte III y Chubut Norte IV (141 MW). A través de estos Project Finance, las filiales celebraron acuerdos de financiación por hasta US$ 131 millones que se utilizarán para los costos de construcción y puesta en marcha de los parques.

Los acuerdos de financiación incluyen un préstamo sin recurso garantizado a 15 años otorgado por Kreditanstalt

FürWiederaufbau (KfW). El préstamo otorgado por KfW está garantizado por la Agencia de Crédito a la Exportación de Alemania Euler Hermes a través de un acuerdo integral de seguro de crédito comercial y político para la exportación.

Con fecha 16 de julio de 2019, la Sociedad y su subsidiaria MyC Energía S.A. acordaron la transferencia a Pan American Fueguina S.A., subsidiaria de Pan American Energy SL, del 49% de la participación accionaria de Vientos Patagónicos y de Vientos Sudamericanos sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes. Con fecha 26 de agosto de 2019 se perfeccionó la transferencia de las acciones.

Bajo los Contratos de Provisión de Energía Eléctrica de fecha 26 de junio de 2018, firmados entre CAMMESA y, respectivamente, Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., se comprometieron como Fecha de Habilitación Comercial de sus respectivos parques el 2 de abril de 2020. Sin embargo, las Sociedades mencionadas no lograron alcanzar ese hito en los plazos comprometidos bajo el respectivo PPA, en razón de las demoras existentes en el proceso de construcción y puesta en marcha de los parques.

Con fecha 4 de febrero y 25 de febrero del 2021, el parque eólico Chubut Norte IV correspondiente a la subsidiaria Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. y el parque eólico Chubut Norte III correspondiente a la subsidiaria Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., respectivamente, entraron en operación comercial.

Con fecha 27 de octubre de 2021 se firmaron las adendas a la documentación financiera con el objetivo de readecuar los cronogramas de pagos originalmente previstos a la situación actual de los parques. Con fecha 29 de octubre de 2021 se canceló la primera cuota del servicio de deuda. Dichas adendas a la documentación implicaron una reducción en el monto total comprometido en el acuerdo de financiación original de US$ 1,5 millones.

Al 31 de diciembre de 2023 los negocios conjuntos totalizan desembolsos por US$ 130 millones, habiéndose desembolsado la totalidad del monto comprometido por los prestamistas. El capital adeudado en virtud de lo desembolsado ha sido pagado de manera semestral iniciando el 29 de octubre de 2021, ascendiendo en consecuencia al 31 de diciembre de 2023 US$ 114,3 millones.

*Financiamiento del Proyecto Necochea*

El 2 de agosto de 2019, Vientos de Necochea S.A., negocio conjunto de la Compañía y Centrales de la Costa Atlántica S.A., celebró un acuerdo de financiación para el desarrollo del parque eólico Necochea (38 MW). A través de un acuerdo de financiación A-B, la subsidiaria celebró acuerdos de financiación por hasta US$ 51 millones que se utilizarán para los costos de construcción y puesta en marcha del parque.

El acuerdo de financiación A incluye un tramo garantizado y un tramo no cubierto. El tramo garantizado es prestado por Nederlandse Financierings-Maatschappij voor Ontwikkelingslanden N.V. (FMO) y está garantizado por la EKF Export Credit Agency de Dinamarca (EKF), y el segundo tramo es prestado directamente por FMO. El acuerdo de financiación B es otorgado directamente por FMO. La transacción está organizada por Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC) y FMO.

Los acuerdos de financiación contienen cláusulas que limitan la capacidad de las filiales para pagar dividendos y prevén la concesión de diversas garantías a favor de los acreedores, entre las cuales se encuentran la transferencia de los derechos reales de usufructo sobre los edificios donde se instalará el parque, transferencias directas, fiduciarias o de garantía, totales o parciales, de ciertos derechos de las filiales, incluidos los derechos de cobro en virtud del Contrato de suministro de electricidad renovable celebrado con CAMMESA, seguros y otros documentos relacionados con los parques eólicos; prenda sobre acciones que representan el 100% del capital social de las filiales, garantías en cuentas bancarias y prenda sobre los principales activos del parque.

El 16 de octubre de 2020, la Sociedad acordó la reducción del préstamo otorgado por FMO - Nederlandse Financierings-Maatschappij voor Ontwikkelingslanden N.V. En consecuencia, el financiamiento total comprometido para la construcción del parque eólico Necochea se redujo en US$ 6,73 millones y por lo tanto el monto máximo comprometido alcanzó los US$ 44,27 millones.

El 13 de enero de 2020, la sociedad recibió un desembolso de US$ 30,3 millones que incluyen el tramo garantizado y el tramo no cubierto. La tasa de interés sobre el financiamiento fue equivalente a una tasa de 3,36% para el tramo garantizado y una tasa de 7,92% para el tramo no cubierto, ambos tramos pagaderos semestralmente.

El 12 de marzo de 2021, el negocio conjunto recibió un último desembolso de US$ 13,9 millones, totalizando al 31 de

diciembre de 2022 desembolsos por US$ 44 millones, es decir, por la totalidad del monto comprometido por los Prestamistas.

Dado que LIBOR dejó de estar vigente a partir del 30 de junio de 2023, con fecha 20 de abril de 2023, la Sociedad celebró una adenda con los bancos en la cual se establece que la nueva tasa flotante del préstamo será Term SOFR para los servicios de deuda posteriores a octubre de 2023.

Al 31 de diciembre de 2023, el negocio conjunto recibió desembolsos totalizando US$ 44 millones, es decir, por la totalidad del monto comprometido por los Prestamistas. El capital adeudado en virtud de lo desembolsado ha sido pagado de manera semestral iniciando el 30 de octubre de 2020, totalizando al 31 de diciembre de 2023 US$ 36,2 millones.

*Financiamiento del Proyecto La Elbita I y II y Tocota III*

En febrero de 2023, la Sociedad suscribió un contrato de préstamo garantizado con un plazo de 10 años y amortizable semestralmente a partir de junio 2025 por hasta la suma de US$ 85 millones, a ser otorgado por (i) Nederlandse Financierings - Maatschappij voor Ontwikkelingslanden N.V. (FMO); y (ii) Development Finance Institute Canada (DFIC) Inc. (FINDEV) (los Acreedores), para la construcción, puesta en operación y mantenimiento de los parques eólicos La Elbita I, La Elbita II, y el parque solar Tocota III. Este préstamo devenga intereses sobre el monto efectivamente desembolsado de forma semestral, pagaderos a partir de junio de 2023.

Al 31 de diciembre de 2023, la Sociedad ha desembolsado del financiamiento corporativo garantizado de FMO y FINDEV un total de US$ 70,8 millones para pagar equipos importados de los Proyectos La Elbita y Tocota III. Con fecha 8 de febrero de 2024 se desembolsaron US$ 14,2 millones, habiéndose desembolsado a la fecha de los presentes estados financieros la totalidad del monto comprometido.

***Contratos de Leasing***

Al 31 de diciembre de 2023, la Sociedad tenía Ps. 2.794 millones (US$ 3,4 millones) de deuda pendiente bajo arrendamientos financieros correspondientes al usufructo de los terrenos correspondientes a las subsidiarias Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A. y Parque Eólico Loma Blanca IV.

***Flujo de Efectivo***

En la siguiente tabla se consignan nuestro flujo de efectivo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

| | 31 de diciembre de | | |
|---|---|---|---|
| | **2023** | **2022** | **2021** |
| | | **(Ps.en millones)** | |
| Flujo de efectivo generado por (aplicado a): | | | |
| Actividades operativas | 68.218 | 35.746 | 15.609 |
| Actividades de inversión | (64.506) | (18.750) | 1.493 |
| Actividades de financiación | 11.564 | (23.544) | (2.903) |
| Efecto de las variaciones del tipo de cambio sobre el efectivo | 52.532 | 3.558 | 615 |
| Incremento (disminución) en efectivo y equivalentes de efectivo | 67.808 | (2.990) | 14.814 |

***Efectivo Generado por Actividades Operativas***

***Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022***

El efectivo generado por actividades operativas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de Ps. 68.218 millones, en comparación con Ps. 35.746 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022. La variación positiva se debió principalmente a una mayor utilidad neta durante el 2023 y a un mayor cargo depreciación y amortización, así como mayor cargo por intereses, que generaron un aumento en los flujos de fondos operativos.

***Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021***

El efectivo generado por actividades operativas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue de Ps. 35.746 millones, en comparación con Ps. 15.609 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. La variación positiva se debió principalmente a la mayor utilidad neta del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 en comparación con el ejercicio anterior.

***Efectivo (aplicado a) generado por Actividades de Inversión***

***Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022***

El efectivo neto aplicado a las actividades de inversión en 2023 fue de Ps. 64.506 millones, en comparación con los Ps. 18.750 millones generados en 2022. El efectivo aplicado en el ejercicio 2023 corresponde principalmente a la adquisición de bienes de uso y a la adquisición de inversiones no consideradas parte del efectivo y equivalentes de efectivo. La variación se encuentra asociada al grado de avance y tamaño de los proyectos desarrollados así como una mayor inversión en activos financieros no considerados parte del efectivo y equivalentes de efectivo, durante el año 2023. En el 2023 la Sociedad se encuentra desarrollando la construcción del parque solar Tocota III y el parque eólico La Elbita mientras que en el 2022 incluía inversiones vinculadas al parque solar Sierras de Ullum. El efectivo aplicado en el ejercicio 2022 corresponde principalmente a la adquisición de bienes de uso e inversiones no consideradas efectivo y equivalentes.

***Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021***

El efectivo neto aplicado a las actividades de inversión en 2022 fue de Ps. 18.750 millones, en comparación con los Ps. 1.493 millones generados en 2021. El efectivo aplicado en el ejercicio 2022 corresponde principalmente a la adquisición de bienes de uso e inversiones no consideradas efectivo y equivalentes. El efectivo generado en el ejercicio 2021 corresponde principalmente al neto entre la constitución y venta de inversiones no consideradas efectivo y equivalentes.

***Efectivo (aplicado a) generado por Actividades de Financiación***

***Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022***

Los fondos netos generados por las actividades de financiación en el ejercicio 2023 totalizan Ps. 11.564 millones, en comparación con los Ps. 23.544 millones aplicados en el ejercicio 2022. Esta variación refleja principalmente a: i) la emisión de las obligaciones negociables Clase XXXVIII, XXXIX, XL, XLI y XLII; ii) a la cancelación total de las obligaciones negociables Clase XXIX y XXXII y de la deuda de Genneia Desarrollos S.A.; iii) a la cancelación parcial de las obligaciones negociables Clase XXXI y XXXIV, del préstamo corporativo y de los Project Finance; iv) a la obtencion de un nuevo préstamo corporativo para financiar los proyectos La Elbita y Tocota III; y v) se recibió el último desembolso del Project Finance de Pomona I y a mayores intereses pagados durante el ejercicio 2023, medidos en pesos.

Los fondos netos aplicados a las actividades de financiación en el ejercicio 2022 totalizan Ps. 23.544 millones. Esta variación refleja principalmente la cancelación total de las obligaciones negociables Clase XX y XXVIII, a la cancelación parcial del préstamo corporativo y de los Project Finance. También se canceló anticipadamente la deuda financiera que poseía el Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. y los tramos en ARS y UVA de la deuda de Genneia Desarrollos S.A.

***Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021***

Los fondos netos aplicados a las actividades de financiación en el ejercicio 2022 totalizan Ps. 23.544 millones, en comparación con los Ps. 2.903 millones aplicados en el ejercicio 2021. Esta variación refleja principalmente la cancelación total de las obligaciones negociables Clase XX y XXVIII, a la cancelación parcial del préstamo corporativo y de los Project Finance. También se canceló anticipadamente la deuda financiera que poseía el Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. y los tramos en ARS y UVA de la deuda de Genneia Desarrollos S.A.

Los fondos netos aplicados por las actividades de financiación en el ejercicio 2021 totalizan Ps. 2.903 millones, y se debe principalmente a la cancelación total de las obligaciones negociables Clase ON XXVII, la contraprestación en efectivo por la Opción B del Canje de las Obligaciones Negociables Clase XX, la cancelación del préstamo sindicado, a la cancelación parcial del préstamo corporativo, de los Project Finance y de la deuda financiera que posee Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. y Genneia Desarrollos S.A. Por otro lado los orígenes de fondos de las actividades de financiación del ejercicio correspondieron a nuevos desembolsos del KfW préstamo corporativo de Genneia S.A., del Project Finance de la empresa Genneia Vientos del Sudoeste S.A. y de la emisión de nuevas obligaciones negociables: la Clase XXXII por US$ 48.9 millones, la Clase XXXIV por US$ 15.6 millones, la Clase XXXV por US$ 17.3 millones (canje Clase XXVIII por US$ 7.3 millones), y la

Clase XXXVI por US$ 50 millones.

***Inversiones en Bienes de Capital***

Las principales inversiones en bienes de capital de la Sociedad desde 2009 se han relacionado con el desarrollo de su unidad de negocios de generación eléctrica, en las centrales de generación térmica que comprende las centrales térmicas, los parques eólicos Rawson I, II & III, Madryn I & II, Villalonga I & II, Pomona I & II, Chubut Norte I y las plantas solares Ullum I, II & III con una capacidad combinada de 566 MW.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, nuestras inversiones de capital fueron de aproximadamente Ps.9.468 millones (US$73,3 millones). Estas inversiones se vinculan principalmente con la construcción de nuevos proyectos de generación solar y eólica.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, nuestras inversiones de capital fueron de aproximadamente Ps.78.793 millones (US$ 270 millones). Estas inversiones se vinculan principalmente con la construcción de nuevos proyectos de generación solar y eólica.

De acuerdo con nuestro plan de inversiones de capital, en vigencia a la fecha de este Prospecto, planeamos realizar inversiones de capital en 2024 por aproximadamente US$ 150 millones, los cuales se invertirán en el desarrollo de nuestros proyectos de parques eólicos y/o solares.

Nuestras inversiones de capital en parques eólicos y solares para 2024 estimamos que incluirán: (i) US$ 6 millones en la finalización de la construcción de la primera fase del parque solar “Tocota III”, de una potencia inicial de 60 MW, a ser ubicado en la localidad de Calingasta, Provincia de San Juan, el cual ha obtenido la habilitación comercial en febrero 2024; (ii) US$ 77 millones en la construcción del proyecto eólico La Elbita, de una potencia de 162 MW, a ser ubicado en la ciudad de Tandil, Provincia de Buenos Aires, con un inicio de operaciones estimado fines de 2024; (iii) US$ 65 millones destinados para la construcción del parque solar “Los Molles”, de una potencia inicial de 93 MW, a ser ubicado en la localidad de Iglesia, en la Provincia de San Juan, con un inicio de operaciones estimado para el primer semestre de 2025.

***Información Cuantitativa y Cualitativa sobre Riesgos de Mercado***

Los negocios de la Sociedad enfrentan (i) riesgos de mercado, entre ellos riesgo de moneda extranjera, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio; (ii) riesgo de crédito; y (iii) riesgo de liquidez. La Sociedad no realiza operaciones especulativas con instrumentos financieros.

*Gestión de riesgo de tasa de interés*. Al 31 de diciembre de 2023, el 96% de las obligaciones de deuda consolidada de la Sociedad estaban emitidas a una tasa de interés fija, mientras que las 4% restantes se emitieron a tasas de interés variables, mayormente BADLAR y LIBOR. Al 31 de diciembre de 2023, si las tasas de interés del mercado BADLAR por préstamos en Pesos Argentinos y LIBOR por préstamos en Dólares Estadounidenses hubieran sido de 500 puntos básicos y 50 puntos básicos respectivamente mayor que las reales para la Sociedad, el gasto neto por intereses por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 se habría incrementado en aproximadamente Ps. 120 millones. La Sociedad no realiza operaciones de cobertura contra riesgos de tasa de interés.

*Gestión de riesgo de moneda*. Al 31 de diciembre de 2023, el pasivo consolidado de la Sociedad denominado en Dólares Estadounidenses ascendía a US$ 824 millones. Como la moneda funcional de la Sociedad es el dólar, se estima que una variación en el tipo de cambio del peso frente al Dólar Estadounidense no habría resultado en una variación en la deuda consolidada de la Sociedad denominada en Dólares Estadounidenses al 31 de diciembre de 2023. Asimismo, gran parte de los costos operativos de la Sociedad estaba denominada en Dólares Estadounidenses. Sin embargo, los negocios de la Sociedad cuentan con una cobertura natural a largo plazo dado que sustancialmente todos los ingresos de la Sociedad están denominados en la misma moneda, lo que le ha permitido a la Sociedad emplear el Dólar Estadounidense como moneda funcional con fines contables.

*Gestión de riesgo de crédito*. El riesgo de crédito representa el riesgo de incumplimiento de las obligaciones de los deudores de la Sociedad, generando pérdidas para la misma. Sustancialmente todas las ventas por generación de energía eléctrica de fuentes convencionales y renovables son realizadas con empresas en las que el estado argentino tiene una participación. El estado argentino tiene facultades considerables para forzar la renegociación de los términos contractuales con sus contrapartes. La renegociación forzada y las demoras o incumplimientos en los pagos por parte de los organismos del sector público pueden tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de las operaciones de la Sociedad. La gerencia de

la Sociedad evalúa periódicamente la recuperabilidad de las cuentas a cobrar en base a su antigüedad, la capacidad de pago de la contraparte, la naturaleza del cliente, la garantía recibida, los derechos legales, entre otros, y estima el valor recuperable de dichas cuentas a cobrar.

*Gestión de riesgo de liquidez*. El riesgo de liquidez consiste en el riesgo de descalce entre los requerimientos de fondos (relacionados con gastos operativos y financieros, inversiones, vencimientos de deuda y dividendos) y las fuentes de financiación (resultado neto, desinversiones y capacidad de nueva financiación). La Sociedad gestiona el riesgo de liquidez manteniendo reservas de fondos adecuadas, y facilidades bancarias, supervisando continuamente las proyecciones y flujos de fondos reales, y calzando los perfiles de vencimiento de los activos y pasivos financieros.

## X. DESTINO DE FONDOS

Los fondos provenientes de la colocación de las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el régimen de emisor frecuente serán destinados a cualquiera de los destinos contemplados en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, para uno o más de los siguientes propósitos: (i) realizar inversiones en activos físicos y bienes de capital en el país, (ii) para la adquisición de fondos de comercio situados en el país, (iii) para la integración de capital de trabajo, (iv) para refinanciar pasivos, en el vencimiento original o con anterioridad, (v) para el financiamiento de aportes de capital a sociedades controladas o vinculadas, (vi) para la adquisición de participaciones sociales, y/o (vii) para el financiamiento del giro comercial del negocio de la Emisora; en todos los casos cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados, o bien a otro destino que cumpla con el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables conforme eventualmente determine el Directorio, delegándose en el Directorio de la Emisora la facultad de decidir específicamente el destino que se dará al producido neto de la colocación de cada Clase y/o Serie en particular emitida bajo el Régimen de Emisor Frecuente, incluyendo sin limitación, la posibilidad de destinar el producido neto de la emisión conforme los lineamientos para la emisión de valores negociables sociales, verdes y sustentables conforme el criterio que a tal efecto establezca la CNV o cualquier organismo al que la CNV haga referencia como, por ejemplo ICMA (*International Capital Markets Association*). El destino específico de los fondos obtenidos de la oferta y venta de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables se indicará en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

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

Definiciones

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

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

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

Proyectos Elegibles

*Selección de Proyecto*

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

El Comité de Finanzas Sustentables, compuesto por representantes de las áreas de Sustentabilidad, Desarrollo y Finanzas de Genneia, será responsable de la evaluación y selección anual de los Proyectos Elegibles que respalden la eventual

emisión de Obligaciones Negociables, con el fin de definirlos, alinearlos a las disposiciones mencionadas en el párrafo anterior, y monitorearlos. El Comité de Finanzas Sustentables reporta directamente al CFO.

*Gestión de los Fondos*

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

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

*Presentación de Informes y Reportes*

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

*Revisión externa independiente*

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

*Información adicional*

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

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

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

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

## XI. INFORMACIÓN ADICIONAL.

### a) Instrumento constitutivo y Estatutos.

**Modificaciones Recientes**

El 27 de abril de 2023, mediante asamblea general ordinaria y extraordinaria de accionistas, se resolvió, de manera unánime, aprobar las mociones de reforma de los artículos séptimo, octavo y noveno del Estatuto Social. Dentro de las principales reformas, se destaca los cambios en la configuración del Directorio, tales como las condiciones de garantía en resguardo de sus funciones y el mecanismo de cambio en la composición del Directorio por los porcentajes relevantes de participación. Por otro lado, se destaca la incorporación de la posibilidad de celebrar a distancia, las reuniones asamblearias, de Directorio, y de la Comisión Fiscalizadora. Para mayor información, véase el Acta de Asamblea de fecha 27 de abril de 2023 publicada en la AIF bajo el ID N° 3036848.

**Descripción del Capital Social**

La Emisora es una sociedad anónima constituida en noviembre de 1991 conforme a las leyes de Argentina, con una duración de 99 años e inscripta ante la IGJ en el Libro N°110, Volumen "A", con el N°9623, de Sociedades Anónimas.

Todas las acciones en circulación de la Emisora se encuentran totalmente integradas a la fecha de este prospecto. El capital emitido de la Emisora ha aumentado durante los dos años objeto de examen.

La asamblea de accionistas de la Emisora, celebrada el 9 de diciembre de 2015, aprobó un aumento de capital de US$50 millones. Asimismo, la asamblea de accionistas de la Emisora, celebrada el 6 de enero de 2017, aprobó un aumento de capital de US$50 millones, que fue debidamente suscripto e integrado el 31 de marzo de 2017.

La asamblea de accionistas de la Emisora celebrada el 20 de septiembre de 2017 aprobó un aumento de capital de US$70 millones. Se suscribió e integró el monto de US$50 millones el 28 de septiembre de 2017, excepto en el caso de LAIG Eolia S.A., que integró totalmente su aporte el 26 de octubre de 2017. La decisión de emitir o no las acciones representativas del monto restante, correspondientes a de US$20 millones, se delegó al Directorio de la Emisora. La integración de dichas acciones se efectuó el 28 de marzo del 2018.

***Derechos de Voto***

Las acciones Clase A y Clase B de la Emisora tienen los mismos derechos de voto sujeto a los términos del Acuerdo de Accionistas.

Conforme a la Ley General de Sociedades, un accionista debe abstenerse en la votación de cualquier resolución en la que los intereses directos o indirectos de la Emisora estén en conflicto o difieran con los de la Emisora. Si tal accionista votara en dicha resolución, y la resolución en cuestión no hubiera sido aprobada sin el voto del accionista, la resolución podría ser declarada nula por un tribunal y el accionista podría ser responsable por daños y perjuicios frente a la Emisora, otros accionistas y terceros. La Ley General de Sociedades permite el voto acumulativo para elegir hasta un tercio de los puestos vacantes del directorio. Los restantes puestos son elegidos mediante una pluralidad de votos.

En virtud del artículo 244 de la Ley General de Sociedades, todas las asambleas de accionistas, ya sea convocadas en primera o segunda convocatoria, requieren el voto afirmativo de la mayoría de las acciones con derecho a voto para aprobar las siguientes decisiones: liquidación voluntaria anticipada de la sociedad, transferencia del domicilio de la Emisora al exterior de Argentina, un cambio fundamental en el objeto social de la Emisora, reintegro total o parcial obligatorio por parte de los accionistas del capital integrado y una fusión o escisión, cuando la Emisora no sea la entidad sobreviviente. En tales casos, no se considerará la pluralidad de votos otorgada por una determinada clase de acciones. Asimismo, conforme al artículo 284 de la Ley General de Sociedades, la pluralidad de votos no se aplicará a la elección de síndicos ni miembros de la comisión fiscalizadora, dado que la Ley General de Sociedades permite la elección de hasta un tercio de los puestos vacantes de la comisión fiscalizadora a través del sistema de voto acumulativo en forma similar a la descrita para la elección de los miembros del directorio.

De conformidad con la Ley General de Sociedades, mientras la Emisora siga siendo una entidad admitida al régimen de oferta pública, no podrá emitir acciones adicionales de ninguna clase de capital social que otorgara derecho a su tenedor a más de un voto por acción.

***Asambleas a distancia***

La CNV mediante la Resolución N° 830 (la "**RG 830**"), publicada en el Boletín Oficial el 5 de abril de 2020, incorporó la posibilidad de realizar reuniones a distancia de los órganos de administración y de gobierno de las entidades emisoras

mientras dure el aislamiento social preventivo y obligatorio dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 297/2020, siguiendo los lineamientos del artículo 61 de la Ley de Mercado de Capitales. Entre sus principales aspectos podemos destacar los siguientes:

- **Reuniones a distancia del órgano de administración o de gobierno de entidades emisoras durante el Aislamiento Obligatorio**, incluso si ello no está previsto en el estatuto social de las entidades emisoras. Se llevarán a cabo a través de plataformas de transmisión de audio y video que permitan la participación con voz y voto de sus miembros y de los órganos de fiscalización, en su caso.
- **Grabación de las reuniones en soporte digital y conservación** por el término de 5 años.
- **Transcripción a libros**, dejándose constancia de los participantes de la misma, y con la firma del representante de la entidad emisora.
- **Convocatoria y comunicaciones de asistencia a Asamblea.** La convocatoria a una reunión del órgano de gobierno deberá indicar con precisión el medio de comunicación elegido y el modo de acceso a fin de facilitar la participación. Los accionistas deberán comunicar su participación por correo electrónico y aquéllos que participen mediante apoderados deberán remitir a la sociedad con 5 días hábiles de antelación a la celebración de la asamblea el instrumento habilitante correspondiente, suficientemente autenticado.

Adicionalmente, las sociedades que no tengan prevista la celebración de reuniones a distancia en su estatuto social deberán: (i) difundir la convocatoria por todos los medios razonablemente necesarios, (ii) contar con el quórum necesario para asambleas extraordinarias y resolver como primer punto del orden del día su celebración a distancia con la mayoría exigible para la reforma del estatuto social.

Las reuniones de Directorio podrán también celebrarse en forma remota, incluso si ello no estuviera previsto en el estatuto social de la entidad emisora, en los términos del artículo 61 de la Ley de Mercado de Capitales. La primer Asamblea a celebrarse en forma presencial deberá ratificar expresamente lo actuado en las reuniones de Directorio celebradas a distancia.

**Acuerdo de Accionistas**

El 4 de diciembre 2015, la Emisora y todos sus accionistas celebraron un acuerdo (el "**Acuerdo de Accionistas**") con vigencia a partir de dicha fecha. A la fecha de este Prospecto, todos los accionistas actuales de la Emisora son parte del Acuerdo de Accionistas.

*Designación de Directores*

En tanto las acciones clase A y las acciones clase B representen el 50% de las acciones de la Emisora, o si cualquiera de las clases representara menos del 50% de las acciones de la Emisora, su Directorio estará conformado por ocho directores titulares y ocho directores suplentes.

En tanto las acciones clase A y las acciones clase B representen el 50% de las acciones de la Emisora, (i) cada clase tendrá derecho a designar a la mitad de la cantidad total de directores titulares y a igual cantidad de directores suplentes; y (ii) cada clase tendrá derecho a designar a la mitad de la cantidad total de directores titulares de cada subsidiaria de la Emisora y a igual cantidad de directores suplentes, según lo determine la asamblea de accionistas de cada subsidiaria. Si las acciones clase A o las acciones clase B representan menos del 50% de las acciones de la Emisora, la cantidad de directores que conformará su directorio y el directorio de sus subsidiarias a designar por cada clase de acciones de la Emisora será de un director por cada porcentaje total especificado (según se define el término en el Acuerdo de Accionistas) (o la máxima fracción de ese porcentaje si alguna de las clases no llegase a representar un porcentaje especificado exacto o un múltiplo del mismo) de las acciones de la Emisora representadas por dicha clase.

*Presidente y Vicepresidente*

En tanto las acciones clase A y las acciones clase B representen el 50% de las acciones de la Emisora, los tenedores de acciones clase B tendrán derecho, como clase, a designar o destituir a Jorge Pablo Brito como presidente del Directorio de la Emisora, y los tenedores de acciones clase A tendrán derecho a designar, destituir o reemplazar al vicepresidente. Si Jorge Pablo Brito renunciara, fuera destituido, o se viese imposibilitado o no estuviese dispuesto a desempeñarse como presidente del Directorio, (i) el nuevo presidente será designado, y podrá ser destituido y reemplazado, por los tenedores de acciones clase A, con el consentimiento de la mayoría de los tenedores de acciones clase B, el cual no podrá ser denegado sin motivo razonable. El presidente deberá asimismo ser un ciudadano argentino, con reconocida trayectoria en el sector

de energía de Argentina; (ii) el vicepresidente será designado, y podrá ser destituido y reemplazado, por los tenedores de acciones clase B, con el consentimiento de la mayoría de los tenedores de acciones clase A, el cual no podrá ser denegado sin motivo razonable.

*Reuniones*

Salvo que el Directorio de la Emisora acuerde lo contrario, se llevarán a cabo reuniones de directorio ordinarias, al menos, cada tres meses, o con otra frecuencia según lo ameriten las circunstancias. Cualquier director podrá convocar una reunión de directorio extraordinaria, previa notificación.

*Ciertos Funcionarios Ejecutivos*

En tanto las acciones clase A y las acciones clase B representen el 50% de las acciones de la Emisora, si el Presidente del Directorio es Jorge Pablo Brito, el Director Financiero será designado, y podrá ser destituido y/o reemplazado por los tenedores de acciones clase A, con el consentimiento de la mayoría de los tenedores de acciones clase B, el cual no podrá ser denegado sin motivo razonable; con la salvedad de que si el presidente del Directorio de la Emisora fue designado por los tenedores de acciones clase A, el Director Financiero será designado, y podrá ser destituido y/o reemplazado, por los tenedores de acciones clase B, con el consentimiento de la mayoría de los tenedores de acciones clase A, el cual no podrá ser denegado sin motivo razonable.

*Transferencia de acciones*

El Acuerdo de Accionistas contiene también ciertas restricciones respecto a la transferencia de las acciones de la Emisora, entre ellas, derechos de suscripción preferente y derechos de venta por adhesión (*tag along rights*). Estas restricciones son aplicables a transferencias de acciones no destinadas a afiliadas de los accionistas.

*Resolución de conflictos*

Todo conflicto, controversia o reclamo que surja del Acuerdo de Accionistas o se relacione con el mismo se resolverá con carácter definitivo mediante un procedimiento de arbitraje vinculante administrado por la Cámara de Comercio Internacional, de conformidad con el Reglamento de Arbitraje de la CCI que se encuentre vigente en oportunidad del arbitraje.

**b) Contratos importantes**

La mayoría de los ingresos de la Emisora provenientes de las actividades de generación de energía se derivan de la venta de capacidad firme procedente de las centrales térmicas de la Emisora y de la electricidad efectivamente suministrada por sus parques eólicos y centrales térmicas en virtud de PPAs celebrados con CAMMESA y ENARSA. Además, la Emisora suscribió contratos con diversos usuarios privados conforme se resume debajo, los cuales tienen cláusula "*take or pay*".

A la fecha de este Prospecto se terminó la vigencia de los PPAs que tenía la Emisora con respecto a la central térmica Paraná, Olavarría, Concepción del Uruguay, Las Armas I, Las Armas II y Bragado I, las cuales se encuentran desconectadas.

Al 31 de diciembre de 2023, la duración remanente estimada promedio ponderada de los PPA de la Emisora correspondientes a sus parques eólicos operativos es de 14 años. No obstante, la duración promedio ponderada de los PPA correspondientes a los parques eólicos de la Emisora puede verse afectada por la fecha de vencimiento de sus PPA correspondientes a los parques eólicos Rawson I y II y Trelew. La fecha de extinción de estos dos PPA será la primera de las siguientes fechas: ya sea quince años con posterioridad a la COD o el despacho de la cantidad máxima de energía que ENARSA se comprometió a comprar. En base a las cantidades históricas de energía adquirida por ENARSA, la Emisora espera alcanzar antes del decimoquinto año la cantidad máxima de energía que ENARSA se comprometió a comprar. A la fecha del presente Prospecto, la duración remanente promedio ponderada de los PPA de la Emisora correspondientes a sus centrales térmicas operativas es de 3 años, incluyendo los PPA suscriptos respecto de su proyecto de expansión de su central térmica. Tanto en los proyectos de ampliación de parques eólicos como en el proyecto de ampliación de la central térmica de la Emisora, la vida promedio ponderada estimada restante se calcula desde la fecha estimada de inicio de operación comercial. A la fecha del presente Prospecto, la duración remanente promedio ponderada de los PPA de la Emisora correspondientes a sus parques solares operativos es de 10 años.

La siguiente tabla resume los principales términos y condiciones de los PPAs vigentes de la Emisora.

| | Estado | Capacidad instalada (MW)[1] | Capacidad contratada (%/MW) ([2]) | Tarifas por capacidad en firme ([3])([4]) | Factor de lisponibilidad equerido([3])([5]) | Reintegro de gastos por electricidad entregada ([6])([7]) | Tarifas por electricidad entregada([7]) | Fecha de vencimiento | Contraparte |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Parques Eólicos:** | | | | | | | | | |
| Rawson I | Operativo | 52,50 | 100% | N/A | N/A | N/A | 128,70 | 01/2027[8] | ENARSA |
| Rawson II | Operativo | 31,15 | 100% | N/A | N/A | N/A | 124,20 | 01/2027[8] | ENARSA |
| Trelew | Operativo | 51,00 | 100% | N/A | N/A | N/A | 127,01 | 08/2028 [8] | ENARSA |
| Rawson III | Operativo | 25,05 | 100% | N/A | N/A | N/A | | 04/2028 – 12/2037[9] | Privados |
| Villalonga II | Operativo | 3,45 | 100% | N/A | N/A | N/A | | 10/2025 – 07/2038 [10] | Privados |
| Pomona II | Operativo | 11,70 | 100% | N/A | N/A | N/A | | | Privados |
| Chubut Norte II | Operativo | 26,28 | 100% | N/A | N/A | N/A | | | Privados |
| Madryn I | Operativo | 71,10 | 100% | N/A | N/A | N/A | 76,23 | 11/2038 | CAMMESA |
| Villalonga I | Operativo | 51,75 | 100% | N/A | N/A | N/A | 54,96 | 12/2038 | CAMMESA |
| Chubut Norte I | Operativo | 28,80 | 100% | N/A | N/A | N/A | 66,00 | 12/2038 | CAMMESA |
| Madryn II | Operativo | 151,2 | 100% | N/A | N/A | N/A | 76,23 | 09/2039 | CAMMESA |
| Chubut Norte III | Operativo | 57,66 | 100% | N/A | N/A | N/A | 38,90 | 01/2041 | CAMMESA |
| Chubut Norte IV | Operativo | 83,22 | 100% | N/A | N/A | N/A | 38,90 | 01/2041 | CAMMESA |
| Pomona I | Operativo | 101,40 | 100% | N/A | N/A | N/A | 54,88 | 07/2039 | CAMMESA |
| Necochea | Operativo | 37,95 | 100% | N/A | N/A | N/A | 55,50 | 02/2040 | CAMMESA |
| **Centrales Térmicas** | | | | | | | | | |
| Bragado II | Operativo | 58,00 | 59,2 | 25.000 | N/A | 7,45/10,15 | N/A | 02/2027 | CAMMESA |
| Bragado III | Operativo | 60,30 | 59,2 | 19.000 | N/A | 7,45/10,15 | N/A | 05/2027 | CAMMESA |
| **Plantas de energía solar** | | | | | | | | | |
| Ullum 1 [11] | Operativo | 25,00 | 100% | N/A | N/A | N/A | 53,73 | 12/2038 | CAMMESA |
| Ullum 2[11] | Operativo | 25,00 | 100% | N/A | N/A | N/A | 55,73 | 12/2038 | CAMMESA |
| Ullum 3 [11] | Operativo | 32,00 | 100% | N/A | N/A | N/A | 57,73 | 12/2038 | CAMMESA |
| Sierras de Ullum | Operativo | 78,00 | 100% | N/A | N/A | N/A | | 10/2025 – 07/2038 [10] | Privados |
| Tocota III | Operativo | 60,00 | 100% | N/A | N/A | N/A | | 10/2023 – 04/2039 | Privados |

*Notas:*

(1) A la fecha del presente Prospecto.

(2) Con respecto a los parques eólicos de la Emisora, la capacidad contratada se calcula como porcentaje de la capacidad instalada. Con respecto a las centrales térmicas de la Emisora, la capacidad contratada se calcula en MW.

(3) Los PPA para parques eólicos no proporcionan tarifas por capacidad en firme ni factor de disponibilidad requerido.

(4) En US$ por MWm a menos que se indique lo contrario.

(5) Las tarifas por capacidad en firme se encuentran sujetas a los factores de disponibilidad establecidos en el presente. En el supuesto de reducción del factor de disponibilidad, los pagos por capacidad en firme serán reducidos asimismo en forma acorde y se impondrán penalidades, conforme a lo establecido en el PPA correspondiente.

(6) Los PPA de la Emisora correspondientes a centrales térmicas establecen distintas tarifas dependiendo del combustible que se utilice para la alimentación de las turbinas (es decir, gas natural o gasoil). Las tarifas separadas por medio de una barra se refieren a tarifas para la generación por medio de combustión con gas natural y generación por medio de combustión con gasoil, respectivamente.

(7) En US$ por MWh a menos que se indique lo contrario.

(8) El vencimiento de los PPAs para los parques eólicos Rawson I y II y Trelew será (i) 15 años después de la operación comercial de cada parque o (ii) el envío del máximo de energía que ENARSA se comprometió a adquirir, lo que ocurra primero.
(9) Los PPAs de Rawson fueron firmados con los siguientes usuarios privados: Loma Negra, OroPlata y Banco Macro. Dichos PPAs tienen una vida promedio de 10 años a la fecha del presente Prospecto. Las fechas mencionadas en la tabla corresponden al vencimiento del primer contrato y el último. Para más detalle referir a la nota de *Contratos de la Emisora con Usuarios Privados dentro del MATER.*
(10) Los PPAs en el MATER, excluyendo Rawson III, están firmados bajo el conjunto generador, los cuales tienen una vida promedio de 8 años a la fecha del presente Prospecto. Las fechas mencionadas en la tabla corresponden al vencimiento del primer contrato y el último. Para más detalle referir a la nota de *Contratos de la Emisora con Usuarios Privados dentro del MATER*.
(11) La Emisora celebró tres PPA con CAMMESA para energía solar. Los PPA cubren el 100% de la capacidad instalada de nuestras Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum.

***Centrales Térmicas Bragado***

La Emisora celebró PPAs con CAMMESA con relación a los proyectos de ampliación de las centrales térmicas Bragado, en virtud del régimen previsto por la Resolución N° 21/2016 de la ex SEE. La finalización del plazo de vigencia de estos PPA tendrá lugar el 31 de enero de 2017, en el caso de Bragado II y el 31 de mayo de 2027, en el caso de Bragado III.

Los términos y condiciones más relevantes de estos PPAs son los siguientes:

- La Emisora tiene la obligación de poner a disposición de CAMMESA hasta 60,40 MW de disponibilidad de potencia- desde el mes de mayo hasta el mes de octubre de cada año-, y 58 MW de disponibilidad de potencia- desde el mes de noviembre hasta el mes de abril de cada año- y entregar la energía eléctrica producida por sus unidades de generación conforme a los pedidos que le efectúe CAMMESA.

- En ambos PPA, la Emisora tiene la obligación de cumplir con un consumo de combustible garantizado de 2.500,00 Kcal/KWh para las unidades de generación.

- En ambos PPA, la Emisora tiene la obligación de mantener suficiente capacidad de consumo de gas natural y gasoil, capacidad de acceso al sistema de transmisión de energía eléctrica y capacidad de almacenamiento de combustible.

- En ambos PPA, la Emisora asumió la obligación de tener a disposición capacidad de almacenamiento de combustible líquido en ambas centrales eléctricas que, como mínimo, posibilite 120 horas de funcionamiento pleno y continuado de las unidades y los activos de generación, a través de las cuales la Emisora pueda brindar la capacidad de potencia y la energía eléctrica acordadas en los PPA. Dicha obligación no es aplicable al suministro de gas natural a través de redes de distribución de gas.

- La Emisora tiene derecho a recibir cargos por capacidad en firme por un monto de US$25.000 por MW/mes por poner sus activos de generación a disposición del SADI, con respecto a la central térmica Bragado II y US$19.000 por MW/mes con respecto a la central térmica Bragado III.

- CAMMESA no tiene obligaciones de compra en firme ("*take or pay*") y, por ende, no está obligada a adquirir un volumen mínimo de electricidad generada por la Emisora.

- En el supuesto de que los costos operativos o de mantenimiento de la Emisora se incrementen (incluso como consecuencia de mayor inflación), la Emisora podrá trasladar a CAMMESA dichos incrementos en los costos.

- Conforme a los términos de los PPA, CAMMESA no está obligada a abastecer a la Emisora de gas natural o gasoil, aunque cuenta con la opción de proceder en tal sentido o bien de reembolsar el costo correspondiente de ese gas natural o gasoil, siempre y cuando la cantidad de combustible utilizado se ajuste al consumo de combustible especifico garantizado por la Emisora. Sin embargo, de conformidad con lo previsto en las Resoluciones N° 95/2013 y 529/2014 de la SEN, CAMMESA se encuentra a cargo de la gestión y el suministro de todos los combustibles necesarios para la alimentación de las centrales térmicas de la Emisora. Si bien CAMMESA actualmente abastece a la Emisora del gas natural y del gasoil necesarios para la operación de las centrales térmicas de la Emisora, según lo previsto en la Resolución N° 529/2014, con sus modificatorias y complementarias, la Emisora no puede garantizar que CAMMESA seguirá actuando en ese sentido ni

que la SE mantendrá vigente la Resolución N° 529/2014. En el supuesto de tener que comprar gas natural o gasoil, la Emisora podrá trasladar los costos a CAMMESA.

- Los montos que deban abonarse a la Emisora en virtud de estos PPA están denominados en Dólares Estadounidenses y son pagaderos en Pesos al tipo de cambio de referencia mayorista publicado por el Banco Central, conforme a la Comunicación "A" 3500.

- Ante un caso de fuerza mayor (según la definición del Código Civil y Comercial de Argentina) la Emisora tiene derecho a suspender el cumplimiento contractual hasta que finalice la situación de fuerza mayor.

- En el supuesto de que la Emisora no cumpla con alguna de sus obligaciones asumidas en virtud de los PPA, CAMMESA puede aplicar multas pecuniarias a la Emisora (calculadas mediante las fórmulas matemáticas estipuladas en tales contratos) o incluso rescindir los PPA. Asimismo, en caso de no cumplir con la FOC, CAMMESA puede aplicar una penalidad de US$1,0 millón por semana de atraso en el caso de Bragado II y de US$800.000 por semana de retraso en el caso de Bragado III.

La central térmica Bragado II inició su operación comercial en febrero de 2017. CAMMESA alegó un retraso por parte de la Compañía en el logro de la autorización comercial prevista en el PPA y, en consecuencia, aplicó una multa contractual y emitió una factura de Ps.37.000.000. El 20 de marzo de 2017, la Sociedad impugnó la multa y rechazó la factura. El 23 de mayo de 2017, CAMMESA rechazó los motivos de tal impugnación e invitó a la Compañía a iniciar un proceso de arbitraje. A la fecha del presente Prospecto, CAMMESA no ha iniciado dicho proceso.

En septiembre de 2018 CAMMESA, con invocación de una resolución de la Secretaría de Energía de la Nación, rechazó la impugnación de la multa. CAMMESA comenzó, en noviembre de 2018, a debitar mensualmente de la cuenta corriente de Genneia, el importe total de la multa, en 48 cuotas en Dólares, con un interés del 1,7% anual sobre el saldo. El 19 de diciembre de 2018 Genneia presentó Recurso de Reconsideración y Jerárquico ante la Secretaría de Energía de la Nación. Con fecha 11 de octubre de 2019 la Sociedad presentó ante la Subsecretaría de Energía Eléctrica una nota mediante la cual solicitó el desistimiento del recurso de reconsideración y la solicitud de elevación y resolución del recurso jerárquico que había sido deducido en subsidio, el cual nunca se resolvió (habiendo transcurrido en exceso el plazo total de 35 días que debe considerarse a los efectos de tener por configurado el silencio). En virtud de ello, el 5 de diciembre de 2019, la Sociedad presentó una demanda contra CAMMESA y la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación dependiente del Ministerio de Economía de la Nación, que tramita en el Juzgado Nacional en lo Contencioso Administrativo Federal N° 2, Secretaría N°3.

Según la opinión de nuestros asesores legales externos, la Compañía tiene sólidos argumentos para esperar un resultado judicial favorable a los intereses de la Sociedad ante una eventual acción judicial.

***Contratos de Compra de Energía Eléctrica correspondientes a los parques eólicos Rawson I y II***

Los dos PPA celebrados con relación a los parques eólicos Rawson I y II se extinguirán en la primera de las siguientes fechas: (i) quince años (plazo que puede ser extendido por el comprador por 18 meses más) con posterioridad a la fecha en que la primera unidad generadora fue puesta en funcionamiento y certificada por CAMMESA y el ENRE, y (ii) el despacho efectivo de la cantidad máxima de energía que el comprador se comprometió a comprar (2.400 GWh respecto a Rawson I y 1.425 GWh respecto de Rawson II).

A continuación, se describe un resumen de las principales condiciones de los PPA celebrados con relación al parque eólico Rawson:

- La Emisora tiene la obligación de operar y mantener los parques eólicos en la forma prevista en dichos contratos y vender electricidad cuando sea despachada por CAMMESA, en calidad de coordinadora del despacho de electricidad.

- En virtud de estos PPA, la Emisora tiene derecho a percibir pagos por la electricidad efectivamente despachada por ésta por un monto en Dólares Estadounidenses por MWh. No obstante, dado que la electricidad generada por el parque eólico Rawson se beneficia por la prioridad de despacho establecida por el actual marco regulatorio, la Emisora no tiene derecho a recibir cargos por capacidad en firme, conforme es habitual en proyectos de energía eólica.

- El comprador no posee obligaciones de compra en firme y, por ende, no está obligada a comprar un volumen mínimo de electricidad generada por la Emisora. Asimismo, ENARSA se encuentra obligada solamente a comprar hasta una cantidad

máxima de energía efectivamente entregada al SADI (2.400 GWh del parque eólico Rawson I y 1.425 GWh del parque eólico Rawson II).

- La energía eléctrica efectivamente entregada es compensada mediante el cobro de un cargo denominado en Dólares por MWh, equivalente a US$128,70 para Rawson I y a US$124,20 para Rawson II.

- En caso de que los costos de operación o mantenimiento de la Emisora aumenten debido a la inflación u otros factores, la Emisora no podrá trasladar al comprador dichos aumentos de costos.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo estos PPA están denominados en Dólares Estadounidenses y son pagaderos en Pesos al tipo de cambio de referencia mayorista publicado por el Banco Central de conformidad con la Comunicación "A" 3500, calculado el día hábil inmediatamente anterior a la fecha de vencimiento de la obligación de pago de CAMMESA a ENARSA.

- Por acuerdo de las partes, ante el acaecimiento de un evento de fuerza mayor (de acuerdo a la definición del Código Civil y Comercial de la Nación), cualquier parte puede suspender sus obligaciones hasta que dicho evento haya cesado.

- ENARSA tiene derecho a aplicar sanciones pecuniarias bajo ciertas circunstancias. En caso de que las sanciones aplicadas por ENARSA superen el 15% del monto total del PPA, ENARSA tiene derecho a rescindir el PPA correspondiente, previa notificación por escrito a la Emisora.

La Secretaría de Gobierno de Energía instruyó a ENARSA a efectuar el cambio de titularidad de los Parques Eólicos Rawson I y II y la cesión de los Contratos de Abastecimiento MEM a favor de Genneia S.A. La Subsecretaría de Mercado Eléctrico, mediante la nota NO-2019-93090962-APN-SSME#MHA, autorizó en forma provisoria el cambio de titularidad. Por lo que, a partir de noviembre 2019, Genneia S.A. es contraparte de los Contratos de Abastecimiento MEM y CAMMESA efectúa los pagos directamente a Genneia S.A.

***Contrato de Compra de Energía Eléctrica para el Parque Eólico Trelew***

De conformidad con el PPA celebrado por nuestra subsidiaria Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. con ENARSA, en relación al Parque Eólico Trelew, la Emisora tiene derecho a recibir pagos por la suma de US$127,01 por MWh por la energía eléctrica entregada pero no tiene derecho a recibir tarifas por la capacidad en firme. El PPA se extinguirá en la primera de las siguientes fechas: (i) quince años (plazo que puede ser extendido por ENARSA por 18 meses más) con posterioridad a la fecha en que la primera unidad generadora fue puesta en funcionamiento y certificada por CAMMESA y el ENRE, y (ii) el despacho efectivo de la cantidad máxima de energía que ENARSA se comprometió a comprar (esto es, 2.600 GWh).

Los principales términos y condiciones de este PPA son similares al PPA correspondiente al parque eólico Rawson I y II, con excepción de los siguientes:

- La energía eléctrica efectivamente entregada es compensada mediante el cobro de un cargo denominado en Dólares por MWh, equivalente a US$127,01.

- ENARSA solamente se encuentra obligada a comprar hasta un volumen de 2.600 GWh efectivamente entregado al SADI.

A la fecha del presente Prospecto, la Secretaría de Gobierno de Energía instruyó a ENARSA a efectuar el cambio de titularidad del Parque Eólico Trelew y la cesión del Contratos de Abastecimiento MEM a favor de Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. La Subsecretaría de Mercado Eléctrico, mediante nota NO-2021-29585336-APN-SSEE%MEC, ha autorizado a Cammesa al cambio de titularidad, en carácter provisorio, hasta tanto se perfeccione el acto administrativo correspondiente.

***Contrato de Compra de Energía Eléctrica para el Parque Eólico Madryn***

La Emisora ha celebrado dos PPA con CAMMESA en el marco del proyecto Parque Eólico Madryn. Dichos PPAs reemplazaron a los PPA celebrados con CAMMESA en virtud de la Resolución N° 712/2009 de la SEN. La extinción de los PPAs tendrá lugar una vez transcurrido el plazo de veinte años contado a partir de la fecha de habilitación comercial que fuera otorgada por CAMMESA, para que el proyecto pueda comenzar a operar en el MEM (fecha de inicio de operación comercial); el 2 de noviembre de 2018 entró en operación comercial el Parque Eólico Madryn I, con una potencia instalada de 71,1 MW, y el

26 de septiembre de 2019 entró en operación comercial el Parque Eólico Madryn II, con una potencia instalada de 151,2 MW.

El siguiente es un resumen de los principales términos y condiciones de los PPAs para el proyecto Parque Eólico Madryn:

- La Emisora tendrá la obligación de construir, operar y mantener el parque eólico en la forma prevista en dichos contratos y vender energía eléctrica a CAMMESA (que actúa en representación de los agentes del MEM).
- La Emisora comprometerá 220 MW de potencia.
- CAMMESA debe adquirir el total de la energía eléctrica generada por el proyecto y entregada por la Emisora en el punto de entrega convenido en los PPA.
- Conforme a estos PPA, la Emisora tendrá derecho a recibir (i) un pago por electricidad efectivamente despachada a precio base de US$76,23 por MWh, y (ii) un ajuste anual adicional previsto en los PPA como porcentaje del precio por la electricidad efectivamente despachada.
- Todos los importes pagaderos a la Emisora en virtud de estos PPA serán denominados en Dólares Estadounidenses y son pagaderos en Pesos al tipo de cambio vigente el día hábil inmediatamente anterior a la fecha de pago.
- Ante un evento de fuerza mayor (según la definición del Código Civil y Comercial de Argentina) la Emisora tendrá derecho a suspender el cumplimiento contractual hasta que finalice el caso de fuerza mayor.
- CAMMESA tendrá derecho a aplicar multas pecuniarias a la Emisora, o bien a rescindir el PPA si la Emisora incurre en alguno de los supuestos de incumplimiento estipulados en dicho contrato.
- Las obligaciones de CAMMESA en virtud de los PPA estarán garantizadas por el FODER, fondo en el que el gobierno argentino se ha constituido como fiduciante.
- Las obligaciones de pago del FODER se limitan a los fondos existentes en la cuenta de garantía de pago por energía en cada oportunidad.
- En caso que el FOC no sea cumplido, CAMMESA estará habilitada para imponer multas de US$1.388 por MW comprometido por cada día de retraso.

A los fines de dar cumplimiento a las condiciones precedentes contempladas en la Resolución N° 202-E/2016, el 12 de diciembre de 2016, la Emisora celebró un contrato con Parque Eólico Loma Blanca I S.A., Parque Eólico Loma Blanca II S.A. y Parque Eólico Loma Blanca III S.A. (en su conjunto, "**Loma Blanca**"; todas ellas sociedades controladas por la empresa de origen chino Goldwind), según fuera modificado el 15 de septiembre de 2017, en relación con la construcción del sistema de interconexión de Madryn I y Madryn II (220MW) de titularidad de la Emisora, y de los parques eólicos Loma Blanca I, II y III (150 MW) con el SADI (el "**Contrato bajo la Resolución N° 202**"). A la fecha del presente Prospecto, la Emisora desconoce la identidad del controlante y de los beneficiarios finales de Goldwind.

El Contrato bajo la Resolución N° 202 contempla lo siguiente: (i) la Emisora y Goldwind serán responsables, en conjunto, de la construcción, dirección, ejecución y financiamiento del sistema de interconexión del parque eólico Madryn y de los parques eólicos Loma Blanca con el SADI a través de las obras de ampliación de la ET 500 kV de titularidad de Transener; (ii) la finalización y posterior autorización de la construcción tendrá lugar en un plazo de 29 meses contado a partir de la fecha de la celebración, el 31 de mayo de 2017, de sendos PPAs entre CAMMESA y la Emisora por un lado, y Loma Blanca por otro lado, para compra de energía a ser generada por los Parques Eólicos Madryn y Loma Blanca, respectivamente. La inversión total prevista asciende a US$56,9 millones, de los cuales un 40,5% será asumido por Goldwind y 59,5% por la Emisora.

El 13 de diciembre de 2016, la Emisora y Goldwind requirieron del Ministerio de Energía lo siguiente: (i) la aprobación del Contrato bajo la Resolución N° 202; (ii) la determinación del componente de compensación adicional como reembolso por la participación de la Emisora en la construcción del sistema de interconexión y (iii) la directiva a CAMMESA para la inclusión de dicha compensación adicional en los PPA respectivos. A la fecha del presente Prospecto, la ET 500 kV de Puerto Madryn se encuentra construida y en operación desde septiembre del 2019.

***Contratos de Compra de Energía Eléctrica para los Parques Eólicos Villalonga I y Chubut Norte I***

En el marco de la ronda 1 del proceso de licitación del programa RenovAr, Genneia resultó adjudicataria (por Resolución N°213 del Ministerio de Energía) del derecho de desarrollar los proyectos de Chubut Norte I y Villalonga I. El 12 de enero

de 2017, la Emisora celebró, a través de sus subsidiarias Genneia Vientos Argentinos S.A. y Genneia Vientos del Sur S.A., los PPAs relacionados con los parques eólicos Villalonga I y Chubut Norte I, respectivamente, cuya extinción tendrá lugar una vez transcurrido el plazo de veinte años contado a partir de la fecha en la que CAMMESA concedió la habilitación comercial para que cada proyecto comenzara a operar en el MEM, es decir, el 18 de diciembre de 2038 y el 11 de diciembre de 2038, respectivamente.

Los principales términos y condiciones de estos PPA son similares a los PPAs correspondientes al Parque Eólico Madryn, con excepción de los siguientes:

- El precio que CAMMESA le pagará a la Emisora será de US$54,96/MWh (para el proyecto eólico Villalonga) y de US$66/MWh (para el proyecto eólico Chubut Norte) y un ajuste anual adicional previsto en el PPA como porcentaje del precio por la electricidad efectivamente despachada.

- Conforme los PPAs, la potencia comprometida por la Emisora es de 50 MW para el proyecto eólico Villalonga y de 28,35 MW para el proyecto eólico Chubut Norte.

***Contrato de Compra de Energía Eléctrica para el Parque Eólico Pomona I***

En el marco de la ronda 1.5 del proceso de licitación del programa Renovar, Genneia resultó adjudicataria (por Resolución N°281 del Ministerio de Energía) del derecho de desarrollar el proyecto eólico Pomona I. El 26 de mayo de 2017, la Emisora celebró a través de sus subsidiarias Genneia Vientos del Sudoeste S.A., un PPA relacionado con el proyecto eólico Pomona I, cuya finalización tendrá lugar una vez transcurrido el plazo de veinte años contado a partir de la fecha en que CAMMESA concedió la habilitación comercial para que el proyecto comenzara a operar en el MEM.

Los principales términos y condiciones de este PPA son similares a los PPAs correspondientes al Parque Eólico Madryn, con excepción de los siguientes:

- El precio que CAMMESA le pagará a la Emisora será de US$54,88/MWh más el ajuste anual adicional estipulado en el PPA como porcentaje del precio de la electricidad efectivamente despachada.

Conforme el PPA, la potencia comprometida por la Emisora es de 100 MW.

***Contratos de Compra de Energía Eléctrica para el Parque Eólico Necochea***

En el marco de la ronda 1.5 del proceso de licitación del programa RenovAr, Centrales de la Costa, socia de la Emisora en el *joint venture* para el proyecto eólico Necochea de la Emisora, resultó adjudicataria (por Resolución N°281 del Ministerio de Energía) del derecho de desarrollar el proyecto eólico Necochea. El 21 de noviembre de 2017, la sociedad Vientos de Necochea S.A. (en la cual Centrales de la Costa y la Emisora son titulares del 50% de las participaciones de capital y derechos de voto, respectivamente) celebró un PPA relacionado con el proyecto eólico Necochea, cuya finalización tendrá lugar una vez transcurrido el plazo de veinte años contado a partir de la fecha en la que CAMMESA conceda la habilitación comercial para que el proyecto pueda comenzar a operar en el MEM.

Los principales términos y condiciones del PPA para el proyecto eólico Necochea son similares a los PPAs correspondientes al Parque Eólico Madryn, con excepción de los siguientes:

2) El precio que CAMMESA le pagará a Vientos de Necochea S.A. será de US$55,50/MWh y un ajuste anual adicional previsto en el PPA como porcentaje del precio por la electricidad efectivamente despachada.

Conforme el PPA, la potencia comprometida por Vientos de Necochea S.A. es de 37,95 MW.

***Contratos de Compra de Energía Eléctrica para las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum***

En el marco del proceso licitatorio de la ronda 1.5 de RenovAr, el derecho a desarrollar los proyectos de las Centrales Fotovoltaicas Ullum fue adjudicado a los anteriores controlantes de Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3, mediante la Resolución Nº 281 del Ministerio de Energía. En noviembre y diciembre de 2017, se celebraron los PPA relacionados con los proyectos de las Centrales Fotovoltaicas Ullum. Los PPAs vencen 20 años después de la fecha en que CAMMESA otorgó la autorización comercial para operar en el MEM, es decir, el 18 de diciembre de 2038 para Ullum 1 y Ullum II, y el 21 de diciembre de 2038 para Ullum III.

Los principales términos y condiciones de estos PPA son similares a los PPAs correspondientes al Parque Eólico Madryn, con las siguientes excepciones:

El precio que CAMMESA deberá pagar por Ullum 1 es de US$53,73; el precio que deberá pagar por Ullum 2 es de US$55,23 y el precio que deberá pagar por Ullum 3 es de US$57,63 más el ajuste anual adicional estipulado en el PPA como porcentaje del precio de la electricidad efectivamente despachada.

Conforme a lo previsto en los PPA celebrados por Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3, la capacidad comprometida de las Centrales Fotovoltaicas Ullum es de 25 MW, 25 MW y 32 MW, respectivamente.

***Contratos de Compra de Energía Eléctrica para los parques eólicos Chubut Norte III y Chubut Norte IV***

En el marco de la Ronda 2 del proceso de licitación del programa RenovAr, Genneia resultó adjudicataria del derecho de desarrollar los proyectos Chubut Norte III y Chubut Norte IV (por Resolución N°473-E/2017 del Ministerio de Energía. El 26 de junio de 2018, la Emisora celebró los PPA relacionados con dichos proyectos, cuya finalización tendrá lugar una vez transcurrido el plazo de veinte años contado a partir de la fecha en la que CAMMESA conceda la habilitación comercial para que los proyectos puedan comenzar a operar en el MEM. Los días 4 y 25 de febrero del 2021, CAMMESA otorgó la autorización comercial de los parques eólicos Chubut Norte IV y Chubut Norte III, respectivamente. La Emisora hizo entrega a CAMMESA de garantías de cumplimiento de los PPA por un valor total de US$39,8 millones, basado en el modelo de PPA incluido en la Resolución N°275-E/2017.

Se estima que los principales términos y condiciones de estos PPAs serán similares a los PPAs correspondientes al Parque Eólico Madryn, con excepción de los siguientes:

- El precio que CAMMESA abonará será de US$38,9/MWh para los parques eólicos Chubut Norte III y Chubut Norte IV, en ambos casos más y un ajuste anual adicional previsto en los PPA como porcentaje del precio por la electricidad efectivamente despachada.
- Conforme los PPA, la potencia comprometida por la Emisora es de 59 MW respecto del parque eólico Chubut Norte III, y de 84 MW respecto del parque eólico Chubut Norte IV.

**Contratos de la Emisora con Usuarios Privados dentro del MATER**

***Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Loma Negra***

La Emisora celebró un PPA con Loma Negra en Argentina, en el marco del proyecto de ampliación del parque eólico Rawson III. La vigencia de este PPA finaliza el 31 de diciembre de 2037. El siguiente es un resumen de sus principales términos y condiciones:

- La Emisora se obliga a entregar hasta 60.000 MWh por año de la electricidad generada a partir de fuentes renovables y el usuario se obliga a adquirir esa electricidad.

- El usuario privado pagará la suma de US$77 por MWh (más impuestos), bajo la modalidad de compra en firme (*"take or pay"*), en contraprestación por el 100% de la energía eléctrica efectivamente entregada, con independencia de su consumo real, y en la medida de que no exceda los 60.000 MWh/año. Cuando la Emisora haya entregado un 90% de los 60.000 MWh/año acordados, deberá informar al usuario industrial que ha llegado a dicha cantidad, y el usuario estará habilitado, en ese momento, a comprar a la Emisora energía adicional generada por el 60% de la capacidad instalada en el Parque Eólico Rawson III.

- La cantidad anual de energía estipulada en el PPA (60.000 MW/h/año) corresponde a la cantidad máxima. Por consiguiente, el usuario privado no está obligado a tomar o pagar cantidades excedentes a dicha cifra.

- Las sumas que la Emisora tiene derecho a cobrar en virtud de este PPA están denominadas en Dólares Estadounidenses y son pagaderas en Pesos al tipo de cambio vendedor para remesas publicado por el Banco de la Nación Argentina o, en caso de que dicho tipo de cambio no se encuentre disponible, al tipo de cambio de referencia mayorista publicado por el Banco Central de la República Argentina conforme a su Comunicación "A" 3500 o, en su defecto, al tipo de cambio informado por el Mercado Abierto Electrónico; en todos los casos, se calculará en el día hábil inmediatamente anterior a la fecha efectiva de pago.

- Ante el acaecimiento de un evento de fuerza mayor (según se define el término en el Código Civil y Comercial de la Nación), cada una de las partes tiene derecho a suspender el cumplimiento de este contrato hasta que finalice el evento de fuerza mayor. Si una suspensión puntual se prolonga por más de 90 días, o varias suspensiones se prolongan por más de

180 días en total, el contrato podrá ser rescindido por cualquiera de las partes, en la medida en que la misma no se encuentre en situación de incumplimiento. Las condiciones que incidan en el viento no serán consideradas, bajo ninguna circunstancia, como un evento de fuerza mayor.

- El contrato establece sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a efectuar en el supuesto de rescisión anticipada. El monto de los pagos por rescisión varía según el momento en el que se produzca la rescisión, pudiendo ascender a US$15,8 millones, en el supuesto de rescisión por parte de la Emisora por incumplimientos atribuibles al usuario privado. El monto del pago por rescisión por parte del usuario privado a causa de un incumplimiento atribuible a la Emisora es de US$3,6 millones, más la multa que resultaría aplicable al usuario industrial conforme al Programa de Energía Renovable al producirse la rescisión, si la Emisora omitiese despachar 30.000 MW/h/año.

***Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Oroplata S.A.***

La Emisora celebró un PPA con Oroplata S.A. en Argentina, en el marco del proyecto de ampliación del parque eólico Rawson III. La vigencia de este PPA finaliza el 30 de abril de 2028. El siguiente es un resumen de sus principales términos y condiciones:

- La Emisora se obliga a entregar hasta 38.000 MWh por año de la electricidad generada a partir de fuentes renovables y el usuario se obliga a adquirir esa electricidad.

- El usuario privado pagará, bajo la modalidad de compra en firme (*"take or pay"*), por el 90% de la electricidad efectivamente entregada, independientemente del consumo real.

- La cantidad anual de energía estipulada en el PPA (38.000 MW/h/año) corresponde a la cantidad máxima. Por consiguiente, el usuario privado no está obligado a tomar o pagar cantidades excedentes al 90%.

- Las sumas que la Emisora tiene derecho a cobrar en virtud de este PPA están denominadas en Dólares Estadounidenses y son pagaderas en Pesos al tipo de cambio vendedor para remesas publicado por el Banco de la Nación Argentina o, en su defecto, al tipo de cambio de referencia mayorista publicado por el Banco Central de la República Argentina conforme a su Comunicación "A" 3500 o, en su defecto, al tipo de cambio informado por el Mercado Abierto Electrónico; en todos los casos, calculado el día hábil inmediatamente anterior a la fecha efectiva de pago.

- Ante el acaecimiento de un evento de fuerza mayor (según se define el término en el Código Civil y Comercial de la Nación), cada una de las partes tiene derecho a suspender el cumplimiento de este contrato hasta que finalice el evento de fuerza mayor. Si una suspensión puntual se prolonga por más de 90 días, o varias suspensiones se prolongan por más de 180 días en total, el contrato podrá ser rescindido por cualquiera de las partes, en la medida en que la misma no se encuentre en situación de incumplimiento.

- El contrato establece sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a efectuar en el supuesto de rescisión anticipada. El monto de los pagos por rescisión varía según el momento en el que se produzca la rescisión, pudiendo ascender a US$6,16 millones, en el supuesto de rescisión por parte de la Emisora por incumplimientos atribuibles al usuario privado. El monto del pago por rescisión por parte del usuario privado a causa de un incumplimiento atribuible a la Emisora es de US$3,6 millones, más la multa que resultaría aplicable al usuario industrial conforme al Programa de Energía Renovable al producirse la rescisión, si la Emisora omitiese despachar 38.000 MW/h/año.

***Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Banco Macro S.A.***

La Emisora celebró un PPA con Banco Macro S.A. en Argentina, en relación con el remanente de la capacidad instalada del parque eólico Rawson III. Este PPA expira el 31 de julio de 2028. A continuación, se detallan sus principales términos:

- La Emisora asume la obligación de proveer hasta 3.000 MWh/año de electricidad generada de fuentes renovables que el usuario adquirirá.

- El usuario privado pagará, en obligaciones de compra en firme, por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- El monto anual de energía establecido en el PPA (3.000 MWh/año) es un monto máximo. Por ello, el usuario privado no está obligado a tomar ni pagar un monto en exceso del 90% de aquel. Para el año 2018 exclusivamente, la energía anual será de 800 MWh, y para el año 2028 exclusivamente, la energía anual será de 1.800 MWh.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y serán pagaderos en dicha moneda o en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía dependiendo del momento en el cual ocurra la terminación.

***Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Meranol S.A.C.I.***

La Emisora celebró un PPA con Meranol S.A.C.I. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de julio de 2038. A continuación, se detallan algunos términos:

- El usuario privado pagará en obligaciones de compra en firme por 80% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y pagaderos en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 120 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía según el momento en el que la terminación ocurre.

- La Emisora también podrá entregar el monto de energía acordada de cualquiera de sus parques eólicos operativos que no fueran adquiridos bajo el programa RenovAr y que no estén sujetos a PPAs con CAMMESA.

***Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Curtiembre Arlei S.A.***

La Emisora celebró un PPA con Curtiembre Arlei S.A. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de diciembre de 2033. A continuación, se detallan sus principales términos:

- El usuario privado pagará en obligaciones de compra en firme por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y pagaderos en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos puede dependerá del momento en el cual ocurra la terminación.

- La Emisora podrá entregar el monto de energía acordada de cualquiera de sus parques eólicos operativos que no fueran adquiridos bajo el programa RenovAr y que no estén sujetos a PPAs con CAMMESA.

***Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Bemis Argentina S.A.U***

La Emisora celebró un PPA con Bemis Argentina S.A.U. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de enero de 2034. A continuación, se detallan sus principales términos:

- El usuario privado pagará en obligaciones de compra en firme por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y pagaderos en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos puede dependerá del momento en el que ocurra la terminación.

- La Emisora podrá entregar el monto de energía acordada de cualquiera de sus parques eólicos operativos que no fueran adquiridos bajo el programa RenovAr y que no estén sujetos a PPAs con CAMMESA.

***Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Royal Canin S.A.***

La Emisora celebró un PPA con Royal Canin S.A. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de octubre de 2034. A continuación, se detallan sus principales términos:

- El usuario privado pagará en obligaciones de compra en firme por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y pagaderos en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos puede dependerá del momento en el que ocurra la terminación.

La Emisora podrá entregar el monto de energía acordada de cualquiera de sus parques eólicos operativos que no fueran adquiridos bajo el programa RenovAr y que no estén sujetos a PPAs con CAMMESA (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II, entre otros).

***Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Compañía de Alimentos Fargo S.A.***

La Emisora celebró un PPA con Compañía de Alimentos Fargo S.A. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de diciembre de 2034. A continuación, se detallan sus principales términos:

- El usuario privado pagará en obligaciones de compra en firme por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y pagaderos en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos puede dependerá del momento en el que ocurra la terminación.

La Emisora podrá entregar el monto de energía acordada de cualquiera de sus parques eólicos operativos que no fueran adquiridos bajo el programa RenovAr y que no estén sujetos a PPAs con CAMMESA (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II, entre otros).

***Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Mc CAIN Argentina S.A.***

La Emisora celebró un PPA con Mc CAIN Argentina S.A. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de julio de 2025. A continuación, se detallan sus principales términos:

- El usuario privado pagará en obligaciones de compra en firme por 80% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y pagaderos en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos puede dependerá del momento en el que ocurra la terminación.

La Emisora podrá entregar el monto de energía acordada de cualquiera de sus parques eólicos operativos que no fueran adquiridos bajo el programa RenovAr y que no estén sujetos a PPAs con CAMMESA (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II, entre otros).

***Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Grupo Dos Leguas S.A.U.***

La Emisora celebró un PPA Grupo Dos Leguas S.A.U. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de enero de 2034. A continuación, se detallan sus principales términos:

El usuario privado pagará en obligaciones de compra en firme por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y pagaderos en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos puede dependerá del momento en el que ocurra la terminación.

La Emisora podrá entregar el monto de energía acordada de cualquiera de sus parques eólicos operativos que no fueran adquiridos bajo el programa RenovAr y que no estén sujetos a PPAs con CAMMESA (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II, entre otros).

***Contrato de Compra de Energía Eléctrica con CARGILL S.A.C.I.***

La Emisora celebró un PPA CARGILL S.A.C.I. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de octubre de 2025. A continuación, se detallan sus principales términos:

El usuario privado pagará en obligaciones de compra en firme por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y pagaderos en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos puede dependerá del momento en el que ocurra la terminación.

La Emisora podrá entregar el monto de energía acordada de cualquiera de sus parques eólicos operativos que no fueran adquiridos bajo el programa RenovAr y que no estén sujetos a PPAs con CAMMESA (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II, entre otros).

***Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Vidrieria Argentina S.A.***

La Emisora celebró un PPA Vidrieria Argentina S.A. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de octubre de 2025. A continuación, se detallan sus principales términos:

- El usuario privado pagará en obligaciones de compra en firme por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y pagaderos en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación

Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos puede dependerá del momento en el que ocurra la terminación.

La Emisora podrá entregar el monto de energía acordada de cualquiera de sus parques eólicos operativos que no fueran adquiridos bajo el programa RenovAr y que no estén sujetos a PPAs con CAMMESA (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II, entre otros).

***Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Pilkington Automotive Argentina S.A.***

La Emisora celebró un PPA con Pilkington Automotive Argentina S.A. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de octubre de 2025. A continuación, se detallan sus principales términos:

El usuario privado pagará en obligaciones de compra en firme por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y pagaderos en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos puede dependerá del momento en el que ocurra la terminación.

La Emisora podrá entregar el monto de energía acordada de cualquiera de sus parques eólicos operativos que no fueran adquiridos bajo el programa RenovAr y que no estén sujetos a PPAs con CAMMESA (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II, entre otros).

***Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Tetra Pak S.R.L.***

La Emisora celebró un PPA con Tetra Pak S.R.L. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de octubre de 2026. A continuación, se detallan sus principales términos:

El usuario privado pagará en obligaciones de compra en firme por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y pagaderos en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos puede dependerá del momento en el que ocurra la terminación.

La Emisora podrá entregar el monto de energía acordada de cualquiera de sus parques eólicos operativos que no fueran adquiridos bajo el programa RenovAr y que no estén sujetos a PPAs con CAMMESA (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II, entre otros).

***Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Mondelez Argentina S.A.***

La Emisora celebró un PPA con Mondelez Argentina S.A. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de enero de 2027. A continuación, se detallan sus principales términos:

El usuario privado pagará en obligaciones de compra en firme por 70% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y pagaderos en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos puede dependerá del momento en el que ocurra la terminación.

La Emisora podrá entregar el monto de energía acordada de cualquiera de sus parques eólicos operativos que no fueran adquiridos bajo el programa RenovAr y que no estén sujetos a PPAs con CAMMESA (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II, entre otros).

***Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Mercedes Benz Argentina S.A.U.***

La Emisora celebró un PPA con Mercedes Benz Argentina S.A.U. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de enero de 2027. A continuación, se detallan sus principales términos:

- El usuario privado pagará en obligaciones de compra en firme por un porcentaje variable respecto a cada año de vigencia del PPA por la electricidad efectivamente generada, sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y pagaderos en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos puede dependerá del momento en el que ocurra la terminación.

La Emisora podrá entregar el monto de energía acordada de cualquiera de sus parques eólicos operativos que no fueran adquiridos bajo el programa RenovAr y que no estén sujetos a PPAs con CAMMESA (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II, entre otros).

***Contrato de Compra de Energía con Banco Macro S.A.***

La Emisora celebró un PPA con Banco Macro S.A. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de julio de 2028. A continuación, se detallan sus principales términos:

La Emisora asume la obligación de proveer hasta 1.000 MWh/año de electricidad generada de fuentes renovables que el usuario adquirirá.

- El usuario privado pagará, en obligaciones de compra en firme, por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y serán pagaderos en dicha moneda o en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía dependiendo del momento en el cual ocurra la terminación.

***Contrato de Compra de Energía con Aeropuertos Argentina 2000 S.A.***

La Emisora celebró un PPA con Aeropuertos Argentina 2000 S.A. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 15 de septiembre de 2027. A continuación, se detallan sus principales términos:

La Emisora asume la obligación de proveer hasta 64.100 MWh/año de electricidad generada de fuentes renovables que el usuario adquirirá.

- El usuario privado pagará, en obligaciones de compra en firme, por 85% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y serán pagaderos en dicha moneda o en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía dependiendo del momento en el cual ocurra la terminación.

***Contrato de Compra de Energía con Saint-Gobain Argentina S.A.***

La Emisora celebró un PPA con Saint-Gobain Argentina S.A. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de otubre de 2032. A continuación, se detallan sus principales términos:

La Emisora asume la obligación de proveer hasta 6.500 MWh/año de electricidad generada de fuentes renovables que el usuario adquirirá.

- El usuario privado pagará, en obligaciones de compra en firme, por 80% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y serán pagaderos en dicha moneda o en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía dependiendo del momento en el cual ocurra la terminación.

***Contrato de Compra de Energía con Saint-Gobain Placo S.A.***

La Emisora celebró un PPA con Saint-Gobain Placo S.A. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de octubre de 2032. A continuación, se detallan sus principales términos:

La Emisora asume la obligación de proveer hasta 5.600 MWh/año de electricidad generada de fuentes renovables que el usuario adquirirá.

- El usuario privado pagará, en obligaciones de compra en firme, por 80% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y serán pagaderos en dicha moneda o en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía dependiendo del momento en el cual ocurra la terminación.

***Contrato de Compra de Energía con Terminal de Fertilizantes Argentinos S.A.***

La Emisora celebró un PPA con Terminal de Fertilizantes Argentinos S.A.en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 28 de febrero de 2034. A continuación, se detallan sus principales términos:

La Emisora asume la obligación de proveer hasta 7.300 MWh/año de electricidad generada de fuentes renovables que el usuario adquirirá.

- El usuario privado pagará, en obligaciones de compra en firme, por 85% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y serán pagaderos en dicha moneda o en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía dependiendo del momento en el cual ocurra la terminación.

***Contrato de Compra de Energía con Bunge Argentina S.A.***

La Emisora celebró un PPA con Bunge Argentina S.A. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 28 de febrero de 2034. A continuación, se detallan sus principales términos:

La Emisora asume la obligación de proveer hasta 43.800 MWh/año de electricidad generada de fuentes renovables que el usuario adquirirá.

- El usuario privado pagará, en obligaciones de compra en firme, por 85% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y serán pagaderos en dicha moneda o en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía dependiendo del momento en el cual ocurra la terminación.

***Contrato de Compra de Energía con Vista Energy Argentina S.A.U.***

La Emisora celebró un PPA con Vista Energy Argentina S.A.U. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de agosto de 2038. A continuación, se detallan sus principales términos:

La Emisora asume la obligación de proveer hasta 94.000 MWh/año de electricidad generada de fuentes renovables que el usuario adquirirá.

- El usuario privado pagará, en obligaciones de compra en firme, por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y serán pagaderos en dicha moneda o en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía dependiendo del momento en el cual ocurra la terminación.

***Contrato de Compra de Energía con AstraZeneca S.A.***

La Emisora celebró un PPA con AstraZeneca S.A. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de octubre de 2033. A continuación, se detallan sus principales términos y condiciones:

La Emisora asume la obligación de proveer hasta 1.300 MWh/año de electricidad generada de fuentes renovables que el usuario adquirirá.

- El usuario privado pagará, en obligaciones de compra en firme, por 80% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo durante los primeros tres años, incrementándose a 90% a partir del cuarto año y hasta la finalización del contrato.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y serán pagaderos en dicha moneda o en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el BCRA bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el MAE, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial de la Nación), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía dependiendo del momento en el cual ocurra la terminación.

***Contrato de Compra de Energía con Telecom Argentina S.A.***

La Emisora celebró un PPA con Telecom Argentina S.A. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 30 de abril de 2034. A continuación, se detallan sus principales términos y condiciones:

La Emisora asume la obligación de proveer hasta 100.500 MWh/año de electricidad generada de fuentes renovables que el usuario adquirirá.

- El usuario privado pagará, en obligaciones de compra en firme, por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y serán pagaderos en dicha moneda o en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el BCRA bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el MAE, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial de la Nación), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía dependiendo del momento en el cual ocurra la terminación.

***Contrato de Compra de Energía con Pilkington Automotive Argentina S.A.***

La Emisora celebró un PPA con Pilkington Automotive Argentina S.A. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de octubre de 2030. A continuación, se detallan sus principales términos y condiciones:

La Emisora asume la obligación de proveer hasta 7.000 MWh/año de electricidad generada de fuentes renovables que el usuario adquirirá.

- El usuario privado pagará, en obligaciones de compra en firme, por 85% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y serán pagaderos en dicha moneda o en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el

BCRA bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el MAE, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial de la Nación), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía dependiendo del momento en el cual ocurra la terminación.

***Contrato de Compra de Energía con Compañía Inversora de Energía S.R.L.***

La Emisora celebró un PPA con Compañía Inversora de Energía S.R.L. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 30 de abril de 2034. A continuación, se detallan sus principales términos y condiciones:

La Emisora asume la obligación de proveer hasta 50.000 MWh/año de electricidad generada de fuentes renovables que el usuario adquirirá.

- El usuario privado pagará, en obligaciones de compra en firme, por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y serán pagaderos en dicha moneda o en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el BCRA bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el MAE, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial de la Nación), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía dependiendo del momento en el cual ocurra la terminación.

***Contrato de Compra de Energía con Saint Gobain Argentina S.A.***

La Emisora celebró un PPA con Saint Gobain Argentina S.A. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de octubre de 2032. A continuación, se detallan sus principales términos y condiciones:

La Emisora asume la obligación de proveer hasta 1.200 MWh/año de electricidad generada de fuentes renovables que el usuario adquirirá.

- El usuario privado pagará, en obligaciones de compra en firme, por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y serán pagaderos en dicha moneda o en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el BCRA bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el MAE, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial de la Nación), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía dependiendo del momento en el cual ocurra la terminación.

***Contrato de Compra de Energía con Princz S.A.I.C.F.E.I.***

La Emisora celebró un PPA con Princz S.A.I.C.F.E.I. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 30 de abril de 2039. A continuación, se detallan sus principales términos y condiciones:

La Emisora asume la obligación de proveer hasta 2.800 MWh/año de electricidad generada de fuentes renovables que el usuario adquirirá.

- El usuario privado pagará, en obligaciones de compra en firme, por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y serán pagaderos en dicha moneda o en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el BCRA bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el MAE, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial de la Nación), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía dependiendo del momento en el cual ocurra la terminación.

***Contrato de Compra de Energía con Compañía Inversora de Energía S.R.L.***

La Emisora celebró un PPA con Compañía Inversora de Energía S.R.L. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 30 de abril de 2034. A continuación, se detallan sus principales términos y condiciones:

La Emisora asume la obligación de proveer hasta 50.000 MWh/año de electricidad generada de fuentes renovables que el usuario adquirirá.

- El usuario privado pagará, en obligaciones de compra en firme, por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y serán pagaderos en dicha moneda o en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía dependiendo del momento en el cual ocurra la terminación.

***Contrato de Compra de Energía con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U.***

La Emisora celebró un PPA con Banco de Galicia y Buenos Aires S.A.U. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 30 de abril de 2039. A continuación, se detallan sus principales términos y condiciones:

La Emisora asume la obligación de proveer hasta 4.800 MWh/año de electricidad generada de fuentes renovables que el usuario adquirirá.

- El usuario privado pagará, en obligaciones de compra en firme, por 80% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y serán pagaderos en dicha moneda o en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el BCRA bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el MAE, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial de la Nación), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía dependiendo del momento en el cual ocurra la terminación.

***Contrato de Compra de Energía con Petroquímica Cuyo S.A.I.C.***

La Emisora celebró un PPA con Petroquímica Cuyo S.A.I.C. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 28 de febrero de 2031. A continuación, se detallan sus principales términos y condiciones:

La Emisora asume la obligación de proveer hasta 65.000 MWh/año de electricidad generada de fuentes renovables que el usuario adquirirá.

- El usuario privado pagará, en obligaciones de compra en firme, por 80% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y serán pagaderos en dicha moneda o en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el BCRA bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el MAE, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial de la Nación), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía dependiendo del momento en el cual ocurra la terminación.

***Contrato de Compra de Energía con Bayer S.A.***

La Emisora celebró un PPA con Bayer S.A. en Argentina, en relación a sus parques renovables no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de marzo de 2031. A continuación, se detallan sus principales términos y condiciones:

La Emisora asume la obligación de proveer hasta 10.800 MWh/año de electricidad generada de fuentes renovables que el usuario adquirirá.

- El usuario privado pagará, en obligaciones de compra en firme, por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en Dólares Estadounidenses y serán pagaderos en dicha moneda o en Pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el BCRA bajo la Comunicación "A" 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el MAE, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.

- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial de la Nación), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía dependiendo del momento en el cual ocurra la terminación.

Para mayor información sobre los contratos de compra de energía celebrados por la Sociedad, véase las secciones "*Información sobre la Emisora —Generación de Energía—Contratos de Compra de Energía Eléctrica o PPA*" y *"Descripción de las actividades y negocios - Principales fortalezas de la Emisora - Importante participación en el sector de generación de energía de Argentina"* del presente Prospecto.

**c) Controles de cambio.**

*Tipo de Cambio*

Desde 1991 hasta fines del año 2001, la Ley Nº 23.928 (la "**Ley de Convertibilidad**") estableció un tipo de cambio fijo de 1 Ps./US$. El 6 de enero de 2002, la Ley Nº 25.561 (la "**Ley de Emergencia Pública**"), puso formalmente fin a esa paridad dólar-peso. Tras un breve período en el que el gobierno argentino estableció un sistema cambiario dual provisorio en virtud de la Ley de Emergencia Pública, desde febrero de 2002 se ha permitido que el peso fluctúe libremente frente a otras monedas, aunque el gobierno argentino tiene la facultad de intervenir comprando y vendiendo divisas por cuenta propia, una práctica que realiza regularmente. El 23 de diciembre de 2019 se publicó la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, que volvió a declarar la emergencia pública hasta el 31 de diciembre de 2020. Véase "Factores de riesgo" del presente Prospecto.

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

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

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

| | **Mínimo** | **Máximo** | **Promedio [(1)]** | **Cierre del período** |
|---|---|---|---|---|
| | | *(pesos por US$)* | | |
| **Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de** | | | | |
| 2020 | 59,82 | 84,15 | 71,61 | 84,15 |
| 2021 | 84,70 | 102,75 | 95,80 | 102,75 |
| 2022 | 103,04 | 177,13 | 133,55 | 177,13 |
| 2023 | 361,02 | 808,48 | 641,99 | 808,48 |
| **Mes** | | | | |
| enero 2024 | 810,65 | 826,25 | 818,34 | 826,25 |
| febrero 2024 | 826,85 | 842,25 | 834,91 | 842,25 |
| marzo 2024 | 842,75 | 857,41 | 850,34 | 857.41 |
| abril 2024 | 861,25 | 876,75 | 868,96 | 876,75 |

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

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

***Disposiciones específicas para los ingresos por el mercado de cambios***

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

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

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

En el caso de fondos recibidos o acreditados en el exterior, se considerará cumplido el depósito y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales que debitan las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país. Existen algunas excepciones a la obligación de liquidación a través del mercado de cambios, incluyendo, sin que implique limitación: (i) los cobros de exportadores que se encuentren dentro del Régimen de Fomento para las Exportaciones de la Economía del Conocimiento (establecido por el Decreto 679/22); y (ii) ciertos cobros de exportaciones de servicios de personas humanas, según lo establecido por el punto 2.2.2.1. del Texto Ordenado.

Los montos cobrados en moneda extranjera por concepto de siniestros relacionados con los bienes exportados también deben ser ingresados y liquidados en pesos en el mercado de cambios, hasta el monto de los bienes exportados asegurados.

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

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

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

(i) La documentación permite constatar que la entrega de la mercadería exportada se ha producido en el país, que el agente local de la empresa propietaria de los medios de transporte de bandera extranjera ha realizado localmente el pago al exportador y la moneda en la que dicho pago se efectuó.

(ii) La entidad cuente con una certificación emitida por una entidad en la que conste que el referido agente local hubiera tenido acceso al mercado de cambios por el monto equivalente en moneda extranjera que se pretende imputar al permiso.

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

transferirá fondos al exterior por la parte proporcional de las operaciones comprendidas en la certificación.

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

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

Obligación de ingresar las divisas procedentes de las exportaciones de servicios

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

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

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

Aplicación de los ingresos de las exportaciones

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

Endeudamientos financieros con el exterior

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

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

Hasta el 31 de diciembre de 2024, se requiere la conformidad previa del BCRA para que los residentes locales puedan acceder al mercado de cambios para realizar pagos de capital e intereses en virtud del endeudamiento financiero

transfronterizo con partes vinculadas. Ciertas excepciones específicas resultan aplicables, y se encuentran incluidas en el punto 3.5.6. del Texto Ordenado.

***Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de cambios***

*Requisitos generales*

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

(a) Se deje constancia que (i) al momento del acceso al mercado de cambios la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras, y (ii) al inicio del día en que solicita el acceso al mercado de cambios no posee certificados de depósito argentinos ("**CEDEARs**") representativos de acciones extranjeras y/o activos externos líquidos disponibles que conjuntamente tengan un valor superior a US$ 100.000 (se excluye de este límite a los fondos depositados en el exterior que constituyen fondos de reserva o garantía bajo contratos de deuda con el exterior, o fondos otorgados como garantía de derivados concertados en el exterior). Si el cliente es un gobierno local, también deberán contabilizarse hasta el 31 de diciembre de 2024 las tenencias de moneda extranjera que tenga depositadas en entidades financieras locales. Son considerados "activos externos líquidos" a estos efectos, las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera. Por el contrario, no deben considerarse activos externos líquidos disponibles a aquellos fondos depositados en el exterior que no pudiesen ser utilizados por el cliente por tratarse de fondos de reserva o de garantía constituidos en virtud de las exigencias previstas en contratos de endeudamiento con el exterior o de fondos constituidos como garantía de operaciones con derivados concertadas en el exterior. En el caso de que el cliente fuese un gobierno local y excediese el monto límite establecido, la entidad también podrá aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia de que tal exceso se utilizó para realizar pagos por el mercado de cambios a través de operaciones de canje y/o arbitraje con los fondos depositados.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(c) (y) una declaración jurada de cada persona humana o jurídica declarada en la declaración jurada indicada en el punto 3.16.3.3. (es decir, todos los Controlantes Directos y los miembros declarados del Grupo Económico), dejando constancia de lo dispuesto en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Texto Ordenado de Exterior y Cambios (nos referiremos a esta declaración jurada como la "**Declaración Jurada del Grupo Económico**"); o bien

(c) (z) una declaración de cada una de las personas humanas o jurídicas declaradas en la declaración jurada indicada en el punto 3.16.3.3. (esto es, todos los Controlantes Directos y los integrantes declarados del Grupo Económico), en la que se deje constancia de que, "en el plazo previsto en el punto 3.16.3.4., no ha recibido en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos -excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales-, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios, que hayan provenido del cliente o de alguna persona detallada en el punto 3.16.3.3. a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en el punto 3.16.3.4.".

Finalmente, el Punto 3.16.4 del Régimen Cambiario establece que las entidades requerirán la conformidad previa del BCRA para dar acceso al mercado de cambios a las personas humanas o jurídicas incluidas por la AFIP en la base de datos de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos por dicho organismo. Este requisito no resultará de aplicación para el acceso al mercado para las cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o compra.

*Pago de las importaciones*

El Punto 3.1 del Régimen Cambiario permite el acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes, estableciendo diferentes condiciones según se trate de pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero, o de pagos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente. A su vez, dispone el restablecimiento del sistema de seguimiento de pago de importaciones "**SEPAIMPO**" a los efectos de monitorear los pagos de importaciones, las financiaciones de importaciones y la demostración del ingreso de los bienes al país.

Asimismo, el importador local debe designar una entidad financiera local para actuar como banco de seguimiento, que será el responsable de verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, incluyendo, entre otros, la liquidación de financiaciones de importación y el ingreso de los bienes importados.

La Comunicación "A" 7917 emitida el 13 de diciembre de 2023, luego modificada por la Comunicación "A" 7953 de fecha 26 de enero de 2024, modificó sustancialmente el régimen de acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios. Dicha Comunicación estableció en cuanto al acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes, lo siguiente, con vigencia a partir del 13 de diciembre de 2023:

**I. La SIRA en estado "SALIDA" no será requisito para el acceso al mercado de cambios.**

1.1. No será necesario para el acceso al mercado de cambios, contar con una declaración efectuada a través del SIRA en estado "SALIDA" como requisito de acceso al mercado de cambios y ni convalidar la operación en el sistema informático "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior".

**II. Pagos de importaciones de bienes con registro de Ingreso Aduanero a partir del 13.12.23.**

1.2. Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos diferidos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13.12.23, cuando adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, se verifique que el pago respeta el cronograma que se presenta a continuación según tipo de bien:

i) desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: a) aceites de petróleo o mineral bituminoso, sus preparaciones y sus residuos (subcapítulos 2709, 2710 y 2713 de la NCM) o b) gases de petróleo y demás hidrocarburos gaseosos (subcapítulo 2711 de la NCM). c) hulla bituminosa sin aglomerar (posición arancelaria 2701.12.00 de la NCM), cuando la importación sea concretada por una central de generación eléctrica. d) energía eléctrica (posición arancelaria 2716.00.00 de la NCM).

ii) desde los 30 (treinta) días corridos desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: a) productos farmacéuticos y/o insumos utilizados en la elaboración local de los mismos, otros bienes relacionados con la atención de la salud o alimentos para el consumo humano alcanzados por lo dispuesto por el artículo 155 Tris del Código Alimentario Argentino, cuyas posiciones arancelarias según la Nomenclatura Común del MERCOSUR (NCM) se encuentran detalladas en el punto 12.3. de las normas de "Exterior y cambios". La entidad deberá contar con la declaración jurada del importador dejando constancia de que los bienes serán destinados a los fines previstos en este punto; b) fertilizantes y/o productos fitosanitarios y/o insumos que pueden ser destinados a su elaboración local, cuyas posiciones se encuentran detalladas en el punto 12.2. de las normas de "Exterior y cambios". La entidad deberá contar con la declaración jurada del importador dejando constancia de que los bienes serán destinados a los fines previstos en este punto.

iii) desde los 180 (ciento ochenta) días corridos desde su registro de ingreso aduanero se podrá realizar el pago del valor FOB correspondiente a los siguientes bienes: a) automotores terminados (subcapítulo 8703 de la NCM). b) aquellos que correspondan a las posiciones arancelarias detalladas en el punto 12.1. de las normas de "Exterior y cambios" que no se encuentren contempladas en puntos precedentes, independientemente de su valor FOB unitario.

iv) para los restantes bienes, el pago de su valor FOB podrá ser realizado en los siguientes plazos contados desde el registro de ingreso aduanero de los bienes:

a) un 25% desde los 30 (treinta) días corridos.

b) un 25% adicional desde los 60 (sesenta) días corridos.

c) otro 25% adicional desde los 90 (noventa) días corridos.

d) el restante 25% desde los 120 (ciento veinte) días corridos.

v) Los fletes y seguros que formen parte de la condición de compra pactada con el vendedor podrán ser abonados totalmente a partir de la primera fecha en que el importador tenga acceso en virtud de los bienes comprendidos.

1.3. Las entidades también podrán dar acceso al mercado de cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos diferidos de nuevas importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13.12.23 antes de los plazos previstos en el punto 1.2. cuando, adicionalmente a los restantes requisitos normativos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 3 de las normas de "*Exterior y Cambios*".

1.4. El acceso al mercado de cambios para realizar pagos con registro aduanero pendiente requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 3 de la Comunicación.

**III. Pagos de importaciones con registro de ingreso aduanero pendiente o antes de los plazos previstos en los puntos precedentes.**

3. La norma permite el acceso al mercado de cambios para cursar pagos con registro de ingreso aduanero pendiente o pagos diferidos antes de los plazos previstos en el punto 1.2., cuando se verifiquen los restantes requisitos aplicables, únicamente en caso de financiaciones, nuevas liquidaciones de prefinanciaciones o anticipos o bajo beneficios específicos.

**IV. Stock de deuda. Importaciones de Bienes:**

El acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones por bienes cuyo registro de ingreso aduanero se produjo hasta el 12.12.23, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando sean operaciones financiadas por entidades financieras o agencias oficiales de crédito u organismos internacionales; entre otras situaciones.

La Comunicación "A" 7917 también dispone que el acceso a las entidades financieras para cancelar obligaciones derivadas de cartas de crédito o letras avaladas emitidas u otorgadas a partir del 13 de diciembre de 2023, en el marco de un importación en la que sea requisito contar con una declaración SIRA estará condicionado a que la entidad cuente con documentación que demuestre, a la fecha de emisión u otorgamiento, la operación garantizada era compatible con los plazos y condiciones previstos en los puntos 1.2. y 2.2. de la presente.

*Pago de deudas con el exterior por la importación de bienes y/o por servicios efectivamente prestados y/o devengados*

El 22 de diciembre de 2023 el BCRA emitió la Comunicación "A" 7925 mediante la cual establece los requisitos para que los importadores que tengan deudas pendientes con el exterior por la importación de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023 y/o por servicios efectivamente prestados y/o devengados hasta esa fecha (el "**Stock de Deuda de Importaciones**"), puedan suscribir Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre ("**BOPREAL**").

Los importadores de bienes podrán suscribir los BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por sus importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023 inclusive. El monto de los BOPREAL que los importadores podrán suscribir se ajustará al monto pendiente de pago registrado en el sistema de SEPAIMPO del BCRA. Por su parte, los importadores de servicios devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, también podrán suscribir los BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por esas operaciones. Los importadores de bienes y servicios que, con anterioridad al 31 de enero de 2024, suscriban la serie ofrecida con mayor plazo por el BCRA (vencimiento en 2027), y por un monto igual o mayor al 50% del monto pendiente del Stock de Deuda de Importaciones, podrán acceder al mercado de cambios desde el 1 de febrero de 2024 para pagar el Stock de Deuda de Importaciones por el equivalente al 5% del monto suscripto de dicha especie.

Asimismo, se autoriza el acceso al mercado de cambios para el pago del Stock de Deuda de Importaciones mediante la realización de un canje y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta bancaria local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los BOPREAL.

Conforme resuelto por la Comunicación “A” 7940 del BCRA, los importadores que suscriban BOPREAL podrán venderlos con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior o transferirlos a depositarios en el exterior, por hasta el monto adquirido en la suscripción primaria sin que ello limite su capacidad de acceder al mercado de cambios en la medida que las cuentas a acreditarse no se encuentran radicadas en países o territorios donde no se aplican o no se aplican suficientemente las Recomendaciones del Grupo de Acción Financiera Internacional. Asimismo, por Comunicación “A” 7935 se estableció que quienes hubieran suscripto BOPREAL en licitación primaria podrán realizar, a partir del 01.04.24, operaciones de ventas de títulos contra moneda extranjera por la diferencia entre el valor nominal licitado y el precio de venta en el mercado secundario obtenido por la venta de BOPREAL, sin violar las declaraciones juradas establecidas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Texto Ordenado de Exterior y Cambios.

Pago de servicios prestados por no residentes

En virtud del Punto 3.2 del Régimen Cambiario las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para cursar pagos de servicios prestados por no residentes en la medida que cuenten con documentación que permita avalar la existencia del servicio.

En el caso de deudas comerciales por servicios el acceso se produce a partir de la fecha de vencimiento, en la medida que se verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".

La Comunicación “A” 7953 emitida el 26 de enero de 2024, modificó sustancialmente el régimen de acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios. Dicha Comunicación estableció en cuanto al acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de servicios, lo siguiente, con vigencia a partir del 13 de diciembre de 2023:

**I. La SIRASE aprobada no será requisito para el acceso al mercado de cambios.**

No será necesario contar con una declaración efectuada a través del Sistema de Importaciones de la República Argentina y Pagos de Servicios al Exterior (SIRASE) en estado "APROBADA" ni convalidar la operación en el sistema informático "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior".

**II. Acceso al mercado de cambios para el pago de servicios:**

Las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos de servicios prestados o que vayan a prestarse al 13 de diciembre de 2023 por no residentes, en la medida que se verifiquen los restantes requisitos normativos aplicables, cuando:

i) el pago corresponde a una operación que encuadra en los siguientes códigos de concepto:

S03. Servicios de transporte de pasajeros.
S06. Viajes (excluidas las operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos).
S23. Servicios audiovisuales.
S25. Servicios del gobierno.
S26. Servicios de salud por empresas de asistencia al viajero.
S27. Otros servicios de salud.
S29. Operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos.

ii) los gastos que abonen a entidades financieras del exterior por su operatoria habitual.

iii) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto "S30. Servicios de fletes por operaciones de importaciones de bienes" por servicios prestados o devengados a partir del 13.12.23 y el pago se concrete una vez transcurrido, desde la fecha de prestación del servicio, un plazo equivalente al cual podría comenzar a pagarse el bien transportado según lo dispuesto en el punto 1.2.

iv) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto "S24. Otros servicios personales, culturales y recreativos" prestados o devengados a partir del 13.12.23 y el pago se concreta una vez transcurrido un plazo de 90 (noventa) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.

v) el pago corresponde a una operación que corresponde a un servicio no comprendido en los puntos 2.2.i) a 2.2.iv) y prestado por una contraparte no vinculada al residente a partir del 13.12.23 y se concreta una vez transcurrido un plazo de 30 (treinta) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.

vi) el pago corresponde a una operación que corresponde a un servicio no comprendido en los puntos 2.2.i) a 2.2.iv). y prestado por una contraparte vinculada al residente a partir del 13.12.23 y el pago se concreta una vez transcurrido un plazo de 180 (ciento ochenta) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.

**III. Stock de deuda de Importaciones de Servicios.**

Será admisible el acceso al mercado de cambios para pagos por servicios de no residentes prestados y/o devengados a partir del 12.12.23, con antelación a los plazos previstos en los puntos 13.2.3. a 13.2.6, cuando, además de los demás requisitos aplicables, se verifiquen las siguientes situaciones:

i) Que el cliente acceda al mercado de cambios con fondos originados en una financiación de importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local con cargo a una línea de crédito del exterior, en la medida en que los plazos de vencimiento y los montos de capital a pagar de la financiación otorgada sean compatibles con los previstos en el punto 13.2.

Si la concesión de la financiación es anterior a la fecha de prestación o devengo del servicio, los plazos previstos en el ítem 13.2. se computarán a partir de la fecha estimada de prestación o devengo, más 15 (quince) días corridos.

ii) Que el cliente tenga acceso al mercado de cambios en forma simultánea a la liquidación de fondos por adelantos o prefinanciaciones de exportaciones del exterior o prefinanciaciones de exportaciones otorgadas por entidades financieras locales con fondeo en líneas de crédito del exterior, en la medida que se cumpla con lo estipulado en el punto 13.3.1. respecto de los plazos de vencimiento y los montos de capital a pagar por la financiación.

iii) Que el cliente acceda al mercado de cambios simultáneamente con la liquidación de fondos originados en un endeudamiento financiero en el exterior, en la medida en que se cumpla con lo dispuesto en la Sección 13.3.1. en cuanto a plazos de vencimiento y montos de capital a pagar por la financiación.

La porción del endeudamiento financiero con el exterior que se utilice en virtud de lo dispuesto en este punto no podrá computarse a los efectos de otros mecanismos específicos que posibiliten el acceso al mercado de cambios a partir del ingreso y/o liquidación de este tipo de operaciones.

iv) En el caso que el pago por importación de servicios se realice en el marco del mecanismo previsto en el punto 7.11.

v) El cliente cuente con una "Certificación para los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto Nº 277/22)" emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17.

vi) El pago corresponde a operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 12 de diciembre de 2023, por entidades financieras locales o del exterior.

vii) El pago corresponda a operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 12 de diciembre de 2023, por organismos internacionales y/o agencias oficiales de crédito.

**IV. Pagos de servicios al exterior antes de los plazos previstos.**

Se requerirá la aprobación previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para efectuar pagos por servicios prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, salvo que además de los demás requisitos aplicables, la entidad verifique los ítems 13.4.1. a 13.4.8.

*Endeudamiento financiero con el exterior*

Tal y como se ha comentado anteriormente, para que los deudores residentes puedan acceder al mercado de cambios para cancelar el endeudamiento financiero con el exterior desembolsado a partir del 1 de septiembre de 2019, es necesario que el producto del préstamo se haya liquidado a través del mercado de cambios y que la operación haya sido declarada en el

Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.

*Repago de la deuda en moneda extranjera entre residentes*

Se prohíbe el acceso al mercado de cambios para el repago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, contraídas a partir del 1 de septiembre de 2019.

Sin embargo, establece como excepciones la cancelación a partir de su vencimiento de capital e intereses de:

- Financiación en moneda extranjera concedida por entidades financieras locales (incluidos los pagos por consumo en moneda extranjera a través de tarjetas de crédito).
- Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas a través de registros públicos o escrituras en o antes del 30 de agosto de 2019.
- Las emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 1 de septiembre de 2019, con el objeto de refinanciar obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas a través de registros o escrituras públicas antes del 30 de agosto de 2019, y que supongan un aumento de la vida promedio de las obligaciones.
- El pago, al vencimiento, de los servicios de capital e intereses de las nuevas emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019, con registro público en el país, denominadas y pagaderas en moneda extranjera en el país, en la medida que: (i) estén denominados y suscritos en moneda extranjera, (ii) los respectivos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera y (iii) la totalidad de los fondos obtenidos con la emisión se liquiden a través del mercado de cambios.
- Las emisiones realizadas entre del 9 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023 de títulos de deuda con registro público en el país con una vida promedio no inferior a dos años, denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, que hayan sido entregados a acreedores de endeudamiento financiero y/o títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera con vencimientos entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023, que hayan sido entregados a acreedores como parte de los parámetros de refinanciación exigidos oportunamente en el punto 3.17 del Régimen Cambiario, siguiendo los requisitos del punto 3.6.1.4.
- Las emisiones realizadas a partir del 7 de enero de 2021 de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera y cuyos servicios sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida en que hayan sido entregados a acreedores para refinanciar deudas preexistentes con extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto del capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida en que los nuevos títulos de deuda no venzan antes de 2023, el importe equivalente a los intereses que se devengarían hasta el 31 de diciembre de 2022 sobre el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o sobre los intereses que se devengarían sobre las cantidades así refinanciadas.

- Las emisiones de títulos de deudas con registro público en el país que quedaron encuadradas en el punto 7.11.1.5., en la medida que se demuestre el registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente a la financiación recibida.

*Pagos de capital en virtud de deudas con contrapartes vinculadas hasta el 31 de diciembre de 2024*

Se requiere la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para realizar pagos al exterior de capital e intereses de deudas financieras cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor. Este requisito es aplicable hasta el 31 de diciembre de 2024, de acuerdo con el Punto 3.5.6 del Régimen Cambiario. Asimismo, las deudas comprendidas en este punto continuarán sujetas a la conformidad previa aún cuando existiese una modificación del acreedor o del deudor que conlleve a que ya no exista una vinculación entre el acreedor y el deudor residente.

La conformidad previa del BCRA no será requerida cuando (i) se trate de operaciones propias de las instituciones financieras locales; (ii) se trate de una endeudamiento financiero con el exterior que tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años y los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 2 de octubre de 2020; (iii) se trate de un endeudamiento financiero en el exterior que cumpla la totalidad de las siguientes condiciones: (a) el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024 establecido en el art. 2° del Decreto N° 892/20; (b) los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020; (c) el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2(dos) años. Asimismo, la mencionada conformidad tampoco resultará de aplicación

cuando (i) el cliente cuente con una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" para los años 2021 y 2023, emitida en el marco de lo dispuesto en el Punto 3.18. del Régimen Cambiario por el equivalente del monto de capital que se abona; (ii) se trate de una endeudamiento financiero con el exterior con una vida promedio no inferior a dos años, liquidada entre el 21 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023, y que fue originalmente utilizado para pagar deudas comerciales por la importación de bienes y servicios y que originó la emisión de una Certificación de ingreso de nuevo endeudamiento financiero con el exterior en el marco del punto 3.19; (iii) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior exterior con una vida promedio no inferior a dos años, liquidada entre el 21 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023,originado en una refinanciación con el propio acreedor de deudas comerciales por la importación de bienes y servicios encuadrada en el marco de los dispuesto en el punto 3.20. La entidad deberá contar con una certificación de acceso al mercado de cambios emitida dentro de los 5 (cinco) días hábiles anteriores, por la entidad que se inscribió ante el BCRA dentro del código de concepto P17. Registro de refinanciación de deuda comercial en el punto 20 de la Comunicación "A" 7626".; (iv) el cliente cuente con una Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural, emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17, por el equivalente del monto de capital que se abona; y(v) se trate de un endeudamiento financiero con el exterior comprendido en el mecanismo del punto 7.11. y la fecha de acceso sea consistente con las condiciones requeridas para encuadrar en tal mecanismo.

*Acceso al mercado de cambios para el pago de nuevas emisiones de títulos de deuda*

Acceso al mercado de cambios para el pago del capital y los servicios de los títulos de deuda denominados y registrados públicamente en el exterior cuando el deudor haya liquidado a través del mercado de cambios un importe equivalente al valor nominal del endeudamiento en el exterior.

Se considerará cumplido el citado requisito para la porción de títulos de deuda registrados públicamente en el exterior emitidos a partir del 7 de enero de 2021, destinados a refinanciar deuda preexistente mediante la ampliación de su vida promedio, por un importe equivalente al capital refinanciado, y siempre que los nuevos títulos no tengan un calendario de vencimientos del capital dentro de 2 años, por los intereses devengados hasta la fecha de la refinanciación y, los intereses que se devengarían durante los dos primeros años por el endeudamiento refinanciado y/o por el aplazamiento del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían por las cantidades refinanciadas.

*Títulos debidamente registrados que están denominados y son pagaderos en moneda extranjera en Argentina*

De acuerdo con el Punto 2.5 del Régimen Cambiario, los emisores de deuda residentes tendrán acceso al mercado cambiario para el pago al vencimiento del capital y los intereses de las emisiones de títulos de deuda debidamente registradas que estén denominadas y sean pagaderas en moneda extranjera en Argentina, en la medida en que (i) estén totalmente suscritas en moneda extranjera, y (ii) siempre que el producto de la emisión se liquide previamente a través del mercado cambiario.

*Acceso de los no residentes al mercado de cambios*

De acuerdo con el Punto 3.13 del Régimen Cambiario, se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de los no residentes para la compra de moneda extranjera, con excepción de las siguientes operaciones (i) organismos e instituciones internacionales que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación, (ii) representaciones diplomáticas y personal consular y diplomático acreditado en el país para las transferencias que realicen en el ejercicio de sus funciones, (iii) representantes de tribunales, autoridades u oficinas, misiones especiales, comisiones u organismos bilaterales establecidos por Tratados o Acuerdos Internacionales, en los que la República Argentina sea parte, en la medida que las transferencias se realicen en el ejercicio de sus funciones, (iv) transferencias al exterior a nombre de personas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones pagadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social ("**ANSES**"), por hasta el monto pagado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se realice a una cuenta bancaria de propiedad del beneficiario en su país de residencia registrado, (v) compra de moneda extranjera (en efectivo) por parte de personas no residentes para gastos de turismo y viajes, hasta un monto máximo de US$ 100, en la medida que la entidad financiera pueda verificar en el sistema online implementado por el BCRA que el cliente ha liquidado un monto igual o superior a la suma a comprar dentro de los 90 días anteriores a la operación; (vi) las transferencias a cuentas bancarias *offshore* de personas que sean beneficiarias de pensiones otorgadas por el Estado Nacional de acuerdo con las Leyes Nros. 24.043, 24.411, 25.914 y complementarias; y (vii) repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controladoras de entidades financieras locales, en la medida que el aporte de capital haya sido ingresado y liquidado a través del mercado de cambios

a partir del 2 de octubre de 2020 y la repatriación tenga lugar al menos dos años después de su ingreso.

*Acceso al mercado de cambios para fines de ahorro o inversión de los particulares*

De acuerdo con el Punto 3.8 del Régimen Cambiario, los residentes argentinos pueden acceder al mercado de cambios con fines de formación de activos en el exterior, asistencia familiar y para operaciones con derivados (con algunas excepciones expresamente establecidas) por hasta US$ 200 (a través de débitos en cuentas bancarias locales) o US$ 100 (en efectivo) por persona por mes a través de todas las entidades de cambio autorizadas. Si el acceso implica una transferencia de los fondos al exterior, la cuenta de destino debe ser una cuenta de propiedad de la misma persona.

En todos los casos, se aplican los requisitos generales detallados en el punto "–Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de cambios–Requisitos generales".

Las compras en pesos realizadas en el exterior con tarjeta de débito y los montos en moneda extranjera adquiridos por personas humanas en el Mercado de Cambios a partir del 1 de septiembre de 2020, para el pago de obligaciones entre residentes en el marco del Punto 3.6 del Régimen Cambiario, incluyendo los pagos por compras con tarjeta de crédito en moneda extranjera, se deducirán, a partir del mes calendario siguiente, del cupo mensual de US$ 200. Si el importe de dichas compras supera la cuota disponible para el mes siguiente o dicha cuota ya ha sido absorbida por otras compras realizadas desde el 1 de septiembre de 2020, dicha deducción se realizará de las cuotas de los meses siguientes hasta completar el importe de dichas compras.

La entidad correspondiente verificará en el sistema en línea implementado por el BCRA si la persona no ha alcanzado los límites fijados para el mes calendario correspondiente o no los ha superado en el mes calendario anterior y, por lo tanto, está habilitada para realizar la operación de cambio, y solicitará al cliente que presente una declaración jurada en la que conste que dicha persona no es beneficiaria de ningún "Créditos a tasa cero" contemplado en el artículo 9 del Decreto N° 332/2020 y sus modificatorias, "Créditos a tasa subsidiada para empresas" y/o "Créditos a tasa cero cultura".

Adicionalmente, se destaca que mediante la Comunicación “A” 7.606 el BCRA estableció que las personas usuarias de los servicios púbicos que solicitaron y obtuvieron el subsidio en las tarifas derivadas del suministro de gas natural por red y/o energía eléctrica, como así también aquellas que lo hubieran obtenido de manera automática, y las que mantengan el subsidio en las tarifas de agua potable, no podrán mientras mantengan el mencionado beneficio: (i) acceder al mercado de cambios para realizar compras de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, en los términos del Punto 3.8. de las normas sobre "Exterior y cambios"; ni (ii) realizar las operaciones enunciadas en el Punto 4.3.2. de las normas de "Exterior y cambios".

Finalmente, a través de la Comunicación “A” 7.609 el BCRA estableció, con vigencia a partir del 20 de septiembre de 2022, que los clientes personas jurídicas residentes en el país dedicados a la actividad agrícola que vendan mercaderías en el marco del Decreto N° 576/2022 a quien realice su exportación en forma directa o como resultante de un proceso productivo realizado en el no podrán: (i) acceder al mercado de cambios para realizar compras de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, en los términos del Punto 3.8. de las normas sobre "Exterior y cambios"; ni (ii) realizar las operaciones enunciadas en el Punto 4.3.2. de las normas de "Exterior y cambios". Estas últimas disposiciones no resultan aplicables a las personas humanas. Con fecha 22 de febrero de 2024, en virtud de la Comunicación “A” 7968, se dejó sin efecto el punto 4.3.2.7. del texto ordenado de las normas de “*Exterior y cambios*”, que establecía que no pueden realizar las operaciones enunciadas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del citado ordenamiento aquellas personas jurídicas residentes dedicadas a la actividad agrícola que vendieron mercaderías en el marco del Decreto N° 576/22.

*Acceso al mercado de cambios por parte de otros residentes -excluidas las entidades- para la formación de activos extranjeros y para las operaciones de derivados*

De acuerdo con el Punto 3.10 del Régimen Cambiario, el acceso al mercado de cambios para la constitución de activos extranjeros y para las operaciones de derivados por parte de gobiernos locales, fondos de inversión, otras universalidades establecidas en Argentina, requiere la autorización previa del BCRA.

*Acceso al mercado de cambios por parte de los fideicomisos de garantía para el pago de capital e intereses*

De acuerdo con el Punto 3.7 del Régimen Cambiario, los fideicomisos de garantía argentinos creados para garantizar los pagos de capital e intereses de los deudores residentes pueden acceder al mercado de cambios para realizar dichos pagos

a su vencimiento programado, en la medida en que, de acuerdo con la normativa vigente aplicable, el deudor hubiera tenido acceso al mercado de cambios para realizar dichos pagos directamente. Asimismo, bajo ciertas condiciones, un fiduciario puede acceder al mercado de cambios para garantizar determinados pagos de capital e intereses de la deuda financiera en el exterior y anticipar el acceso al mismo.

*Operaciones con derivados*

El Punto 3.12 del Régimen Cambiario exige que, a partir del 11 de septiembre de 2019, la liquidación de las operaciones de futuros en mercados regulados, *"forwards"*, opciones y cualquier otro tipo de derivados celebrados en el país, se realice en pesos.

Asimismo, se permitirá el acceso al mercado de cambios para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, según corresponda, en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, siempre que dichas garantías no cubran riesgos superiores a los pasivos externos contraídos por el deudor a la tasa de interés del riesgo que se está cubriendo a través de dicha operación. El cliente que acceda al mercado local mediante este mecanismo deberá designar una institución autorizada para operar en el mercado de cambios que hará el seguimiento de la operación y presentará una declaración jurada comprometiéndose a repatriar y liquidar los fondos que le correspondan como consecuencia de dicha operación o como consecuencia de la liberación del dinero de la garantía, dentro de los 5 días hábiles siguientes a la fecha en que se produzca dicho pago o liberación.

*Pago de utilidades y dividendos*

Conforme a el Punto 3.4 del Régimen Cambiario, el acceso al mercado de cambios para el giro de divisas al exterior en concepto de pago de dividendos y utilidades a accionistas no residentes está sujeto a la conformidad previa del BCRA, salvo que se cumplan los siguientes requisitos:

i. Los dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.

ii. El monto total abonado a los accionistas no residentes no deberá superar el monto en pesos que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas.

iii. De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos por las operaciones involucradas.

iv. La empresa encuadra dentro de alguna de las siguientes situaciones y cumple todas las condiciones estipuladas en cada caso:

(a) Registra aportes de inversión directa liquidados a partir del 17 de enero de 2020. En cuyo caso, (i) el monto total de transferencias que se cursen en el mercado de cambios para el pago de dividendos a accionistas no residentes no podrá superar el 30% del valor total de los aportes de capital realizados en la empresa local correspondiente que hayan entrado y se hayan liquidado a través del mercado de cambios a partir del 17 de enero de 2020: (ii) el acceso sólo se concederá una vez transcurrido un plazo no inferior a treinta días corridos a partir de la fecha de liquidación del último aporte de capital que se tenga en cuenta para determinar el mencionado tope del 30% del capital; y (iii) se deberá acreditar la capitalización definitiva de los aportes de capital o, en su defecto, se deberá acreditar la presentación del trámite de inscripción del aporte de capital ante el Registro Público. En este caso, la acreditación de la capitalización definitiva deberá realizarse dentro de los 365 días corridos siguientes a la fecha de la presentación inicial ante el Registro Público.

(b) Utilidades generadas en proyectos enmarcados en el plan de promoción de la producción del gas natural argentino - Esquema de oferta y demanda 2020-2024" - establecido en el artículo 2° del Decreto N° 892/20 ("**Plan GasAr**"), de corresponder. En este caso, (i) las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el Plan GasAr establecido en el artículo 2 del Decreto Nº 892/2020. Si el cliente es beneficiario directo del Decreto N° 277/22, el valor de los beneficios del decreto utilizados por el cliente, en forma directa o indirecta, deberán ser deducidos del monto que se habilita en el párrafo precedente; (ii) el acceso al mercado

de cambios se produce no antes de los 2 años corridos contados desde la fecha de la liquidación en el mercado de cambios del aporte que permite el encuadre en el presente punto; y (iii) el cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.

(c) Cuenta con una certificación de aumento de exportaciones de bienes. En este caso, el cliente debe disponer de una certificación de aumento de exportaciones de bienes.

(d) Cuente con una Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural.

(e) Cuente con una Certificación por aportes de inversión directa en el marco del Régimen de Fomento de la Economía del Conocimiento.

Con fecha 30 de abril de 2024, mediante la Comunicación "A" 7999, el BCRA estableció que los clientes podrán suscribir BOPREAL por hasta el equivalente al monto en moneda local de las utilidades y dividendos pendientes de pago a accionistas no residentes según la distribución determinada por la asamblea de accionistas. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos. Además, entre otros, los clientes podrán acceder al mercado de cambios para el pago de utilidades y dividendos, en la medida que se cumplan los requisitos aplicables, mediante la realización de un canje y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los BOPREAL. Por último, con relación a la utilidades y dividendos cobradas en pesos en el país por no residentes a partir del 1.9.19 y que no han sido remitidos al exterior; establece entre otros, que los clientes no residentes podrán suscribir BOPREAL por hasta el equivalente al monto en moneda local de las utilidades y dividendos cobrados a partir del 1.9.19 según la distribución determinada por la asamblea de accionistas, ajustado por el último IPC disponible a la fecha de suscripción. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá contar con la documentación que permite avalar el cobro a partir de la citada fecha en concepto de utilidades y dividendos y verificar las condiciones que se indican.

Los casos que no cumplan con las condiciones anteriores requerirán la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera para la distribución de utilidades y dividendos.

Otras disposiciones específicas

*Operaciones de canje, arbitraje y títulos valores*

Las entidades financieras pueden realizar operaciones de canje de divisas y arbitraje con sus clientes en los siguientes casos:

i. Un individuo transfiere fondos de sus cuentas locales (que ya están en moneda extranjera) a sus propias cuentas bancarias fuera de Argentina.

ii. La transferencia de divisas al exterior por parte de los depositarios comunes locales de valores negociables en relación con los ingresos recibidos en moneda extranjera a cuenta de los servicios de capital e intereses de los bonos del Tesoro argentino, cuando dicha operación forme parte del procedimiento de pago a solicitud de los depositarios comunes extranjeros;

iii. Las transferencias de divisas al exterior realizadas por personas físicas desde sus cuentas locales denominadas en moneda extranjera a cuentas de recaudación *offshore* hasta un monto equivalente a US$ 500 en cualquier mes, siempre que la persona física presente una declaración jurada en la que conste que la transferencia se realiza para colaborar con la manutención de los residentes argentinos que se vieron obligados a permanecer en el exterior en cumplimiento de las medidas adoptadas en respuesta a la pandemia del COVID-19;

iv. Las operaciones de arbitraje no originadas en transferencias desde el exterior podrán realizarse sin ninguna restricción, en la medida que los fondos sean debitados de una cuenta en moneda extranjera que el cliente posea en una institución financiera local. En la medida en que los fondos no sean debitados de una cuenta en moneda extranjera mantenida por el cliente, estas operaciones podrán ser realizadas por personas físicas, sin la conformidad previa del BCRA, hasta el monto permitido para el uso de efectivo en los Puntos 3.8. y 3.13 del Régimen Cambiario;

v. Las operaciones de canje y arbitraje realizadas por personas físicas no residentes podrán realizarse sin

restricciones en la medida en que los fondos se acrediten en una caja de ahorro para turistas de acuerdo con la normativa de depósitos de ahorro, cuenta sueldo y especiales;

vi. Los pagos de deudas originadas en la importación de bienes con mercancías aduaneras con registro aduanero de entrada hasta el 12 de diciembre de 2023 o en servicios prestados o devengados por no residentes hasta la citada fecha por no residentes hasta la fecha mencionada en la medida en que se cumplan los restantes requisitos reglamentarios y sean y se realicen con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera e intereses en moneda extranjera de los Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre (BOPREAL).

vii. Transferencia de divisas al exterior de clientes desde su "Cuenta especial para el régimen de fomento de la economía del conocimiento. Decreto Nº679/22" en la medida que se cumplan los requisitos normativos establecidos a tales efectos para cada tipo de operación.

viii. Todas las demás operaciones de canje y de arbitraje pueden ser realizadas por los clientes sin la conformidad previa del BCRA en la medida en que estarían permitidas sin necesidad de dicha conformidad de acuerdo con otras regulaciones cambiarias. Esto también se aplica a los depositarios comunes locales de valores con respecto a los ingresos recibidos en moneda extranjera como pagos de capital e intereses de valores en moneda extranjera pagados en Argentina.

Si la transferencia se realiza en la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la institución financiera abonará o cargará el mismo importe que el recibido o enviado del extranjero. Cuando la institución financiera cobre una comisión o tarifa por estas operaciones, se instrumentará en una partida específicamente designada.

*Operaciones con títulos valores*

De acuerdo con la Resolución General Nº 988/2023 de la CNV, se podrán realizar ventas de valores negociables con liquidación en moneda extranjera en jurisdicción cualquier y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, siempre que se respete un plazo mínimo de tenencia de 1 día hábil, contado a partir de su acreditación en el Agente Depositario Central de Valores Negociables, en la medida que las compras de los valores negociables en cuestión se hayan realizado contra pesos.

Asimismo, las transferencias a entidades depositarias extranjeras de valores negociables adquiridos con pesos argentinos, cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, deberán cumplir con un período mínimo de tenencia de 1 día hábil contado a partir de la fecha de depósito de dichos valores negociables, salvo que dicha acreditación (i) resulte de una colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o el BCRA en concordancia con la Comunicación "A" 7918, según fuera modificada o (ii) se refiera a acciones y/o certificados de depósito argentinos (CEDEAR) negociados en mercados regulados por la CNV. Los intermediarios y agentes de negociación deberán verificar el cumplimiento del mencionado plazo mínimo de tenencia de los valores negociables.

Además, (i) los beneficiarios de las refinanciaciones previstas en el Punto 1.1.1. de las normas sobre servicios financieros en el marco de la emergencia sanitaria prevista en el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su total cancelación; (ii) los beneficiarios de "Créditos a Tasa Cero", "Créditos a Tasa Cero 2021", "Créditos a Tasa Cero Cultura" o "Créditos a Tasa Subsidiada para Empresas", previstos en los Puntos 1.1.2. y 1.1.3. de las normas sobre "Servicios Financieros en el marco de la emergencia sanitaria dispuesta por el Decreto N° 260/2020 Coronavirus (COVID-19)", hasta su total cancelación; (iii) los beneficiarios de la financiación en pesos en el marco del Punto 2 de la Comunicación "A" 6.937, Puntos 2 y 3 de la Comunicación "A" 7.006, complementada; hasta su total cancelación; (iv) los beneficiarios del artículo 2 del Decreto N° 319/2020 y normas complementarias y reglamentarias, mientras dure el beneficio respecto de la actualización del valor de la cuota; y (v) las personas comprendidas en la Resolución Conjunta de la Presidenta del Honorable Senado de la Nación y del Presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación Nro. 12/2020 del 1 de octubre de 2020; estarán impedidos de vender valores negociables emitidos por residentes para ser liquidados en moneda extranjera en la Argentina o transferir dichos valores negociables a depositarios del exterior o canjear valores negociables, emitidos por residentes, por activos del exterior o la adquisición en el país con liquidación en pesos de valores negociables emitidos por no residentes. Tampoco podrán realizar estas operaciones los clientes incluidos en las Comunicaciones "A" 7606 y "A" 7609 del BCRA.

*Disposiciones especiales para las financiaciones del Plan GasAr*

El Punto 3.5.5 establece que en la medida en que el requisito de conformidad previa del BCRA esté en vigor para el acceso al mercado de cambios para la cancelación al vencimiento de capital e intereses de la deuda financiera en el extranjero,

este requisito no se aplicará en la medida en que se cumplan todas las siguientes condiciones:

i. El destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024 establecido en el art. 2 del Decreto N° 829/20.

ii. Los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020.

iii. El endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 años.

***Regímenes Informativos del Banco Central***

El 28 de diciembre de 2017, el BCRA reemplazó los regímenes de información establecidos en las Comunicaciones "A" 3.602 y "A" 4.237 por la Comunicación "A" 6.401 (y la Comunicación "A" 6.795 complementaria), un régimen unificado aplicable a partir del 31 de diciembre de 2017 (el "**Régimen de Información de Activos y Pasivos Externos**"). En virtud de dicho régimen, los residentes argentinos (tanto personas jurídicas como físicas) que tengan deudas con el exterior (tanto financieras como de otro tipo) pendientes de pago o que hayan sido canceladas dentro de un trimestre determinado, deben informar trimestralmente al BCRA sus tenencias en el exterior de acciones y otras participaciones de capital, títulos de deuda no negociables y negociables, derivados financieros e inmuebles. Si su saldo de activos y pasivos en el extranjero es igual o superior a US$ 50 millones al final del año, también deben realizar una presentación anual. En todos los casos, estos informes se califican como "declaraciones juradas" a efectos de control de cambios.

El acceso al mercado de cambios para el reembolso del endeudamiento financiero exterior y otras operaciones está condicionado al cumplimiento por parte del deudor Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. Véase "—Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de cambios—Endeudamiento financiero con el exterior".

*Anticipo de operaciones cambiarias*

Las entidades autorizadas a operar con divisas deberán suministrar al BCRA, al final de cada día hábil y con dos días hábiles de anticipación, información sobre las operaciones de salida a través del mercado de cambios por montos diarios iguales o superiores al equivalente a US$ 10.000. Los clientes deberán informar a las entidades financieras con la suficiente antelación para que puedan cumplir con los requisitos de este régimen de información y, en consecuencia, en la medida en que se cumplan simultáneamente otros requisitos establecidos en la normativa cambiaria, podrán procesar las operaciones de cambio.

***Comisión Nacional de Valores***

***R.G. CNV 838/2020***

El 13 de mayo de 2020, la CNV sancionó la Resolución General Nro. 838/2020 la cual aclaró ciertas limitaciones impuestas por la RG CNV 835 y por la RG CNV 836 al disponer que:
**(a)**La restricción establecida por la RG CNV 836 no alcanza a las inversiones realizadas en instrumentos emitidos o denominados en moneda extranjera, que se integran y pagan en Pesos, y cuyos intereses y capital se cancelan exclusivamente en moneda de curso legal (tal como los títulos comúnmente denominados "*Dólar Link*")

**(b)**Las inversiones realizadas por los FCI en (1) obligaciones negociables emitidas y negociadas en la Argentina, y (2) títulos de deuda pública provincial y municipal, emitidos en moneda extranjera y adquiridas con anterioridad a la entrada en vigencia de la RG CNV 836, pueden ser conservadas en cartera hasta su vencimiento.

**(c)**Los fondos en moneda extranjera provenientes del pago de cupones y/o amortizaciones, así como de la enajenación en el mercado secundario de los activos antes mencionados en el punto (b) anterior, pueden ser reinvertidos en instrumentos emitidos en moneda extranjera destinados al financiamiento de PYMES y/o de proyectos productivos de economías regionales e infraestructura y/o en títulos de deuda pública provincial y municipal emitidos en dicha moneda.

**(d)**Por último, se exceptúa de la restricción establecida por la RG CNV 836 a la tenencia en instrumentos de deuda pública denominados en moneda extranjera que sean ingresados al canje voluntario de deuda soberana, dispuesto en los términos del Decreto Nº391/2020 (modificado por el Decreto Nº404/2020) y respecto de aquellos instrumentos recibidos como resultado de dicho canje.

Por lo general, las resoluciones antes denominadas (y cualquier otra que modifique los activos en cartera que pueda tener un FCI) tienen la consecuencia de que obligan a dicho fondo a tener que enajenar (en un plazo acotado de tiempo) lo que suele impactar negativamente en la valoración de la mencionada cuota parte del FCI. A la fecha del presente Prospecto, el Emisor no posee cuotapartes en FCI afectados por la RG CNV 835, la RG CNV 836 y/o la RG CNV 838.

***R.G CNV 908/2021***

El 14 de octubre de 2021 la CNV emitió la Resolución General N° 908/2021 mediante la cual fijó, entre otros puntos, la metodología de valuación y demás pautas aplicables a los Fondos Comunes de Inversión que posean en sus carteras títulos de deuda pública nacional adquiridos en colocación primaria, con un vencimiento menor o igual a 30 días, con opción de pre cancelación parcial o total e intransferibles, en adición a lo previsto por la Resolución General Nº 905.

Así, para el caso de adquirir títulos cuyas condiciones de emisión establezcan la opción de pre cancelación de una porción de la tenencia del activo, determinan que esa porción -susceptible de pre cancelación- será valuada a su precio de realización, mientras que el saldo remanente será valuado reconociendo el interés devengado a la fecha de medición, de acuerdo a las condiciones de emisión del activo.

***R.G CNV 953/2023***

El 21 de marzo de 2023, la CNV publicó la Resolución General 953/2023, en dónde deroga el artículo 5° del Capítulo V del Título XVIII "Disposiciones transitorias" de las Normas (N.T. 2013 y mod.). La medida posibilita a los agentes Inscriptos concertar y liquidar operaciones de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en Dólares Estadounidenses emitidos por la República Argentina bajo Ley Local, con patrimonio propio; sin contemplar restricciones en las cantidades operadas.

***R.G CNV 960/2023***

Mediante Resolución General 960/2023 emitida el 12 de mayo de 2023 la CNV adecuó la reglamentación relativa a la suscripción en especie para los FCI denominados en moneda extranjera, no siendo admitida, en dichos supuestos, la suscripción e integración de cuotapartes mediante la entrega de valores negociables.

Se destaca que esta resolución es de carácter extraordinario y transitorio, subsistiendo su vigencia hasta que hechos sobrevinientes hagan aconsejable la revisión de la medida y/o hasta que desaparezcan las causas que determinaron su adopción.

***R.G CNV 963/2023***

Mediante Resolución General 963/2023 emitida con fecha 31 de mayo de 2023, la CNV actualizó los Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina, lo cual permite incorporar etiquetas que identifiquen instrumentos destinados a proyectos sociales y naturales específicos.

***R.G CNV 966/2023***

Mediante Resolución General Nº 966 de la CNV cuya entrada en vigencia fue el 27 de junio de 2023, adecúa el artículo 8° de la Sección IV del Título XI de las NORMAS (N.T. 2013 y mod.), modificando la definición de Beneficiario/a Final, a los fines de adaptar la normativa del organismo a la emitida por la UIF, como así también a otras disposiciones normativas a las que se hace referencia.

De tal forma, se recuerda que la citada definición establece que se entiende como Beneficiario/a Final a la/s persona/s humana/s que posea/n como mínimo el DIEZ POR CIENTO (10 %) del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, un fideicomiso, un fondo de inversión, un patrimonio de afectación y/o de cualquier otra estructura jurídica; y/o a la/s persona/s humana/s que por otros medios ejerza/n el control final, directo o indirecto, de las mismas, conforme lo dispuesto por el artículo 2° de la Resolución UIF N° 112/2021.

***R.G CNV 972/2023***

Mediante la Resolución General N° 972/2023, dictada por la CNV en fecha 14 de agosto de 2023, se modificaron las Normas relativas a la forma de presentación y criterios de valuación en los estados financieros a los efectos de incorporar que no se admitirá la aplicación anticipada de las NIIF y/o sus modificaciones, excepto que en oportunidad de adoptarse se admita específicamente y que tampoco se admitirá la aplicación anticipada de las Normas Contables Profesionales Argentinas y/o sus modificaciones o aquellas que en un futuro las reemplacen, excepto que en oportunidad de adoptarse se admita específicamente ya que, como detalla en los considerandos de la presente, la admisión de aplicación anticipada de normas contables puede inducir a interpretaciones erróneas o conllevar mayores costos en el esfuerzo de aislar los efectos de la aplicación anticipada de aquellas entidades que hubieren utilizado tal opción, dificultando la toma de decisiones.

***R.G CNV 973/2023***

Mediante la Resolución General N° 973/2023, dictada por la CNV en fecha 1 de septiembre de 2023, se dispone que resulta necesario establecer los lineamientos que garanticen la trazabilidad de los fondos involucrados en las transferencias entre cuentas de un mismo ALyC I AGRO, que impliquen fondos de terceros y que sean destinadas a la operatoria del mercado de capitales, permitiendo, de ese modo, identificar al originador y beneficiario final de los mismos, así como a los terceros intervinientes, con la documentación respaldatoria que resulte suficiente a tales efectos.

En este sentido, se autoriza que el ALyC I AGRO reciba fondos de clientes desde la cuenta bancaria de su titularidad afectada a las actividades de corretaje de granos, agropecuarias y agroindustriales en general y/o accesorias a éstas.

***R.G CNV 974/2023***

Mediante la Resolución General N°974, de fecha 1 de septiembre de 2023, la CNV incorporó nuevos trámites habilitados que deberán iniciarse y diligenciarse a través de la plataforma de Trámites a Distancia (TAD) del sistema de Gestión Documental Electrónica (GDE) a partir del 11 de septiembre de 2023, los cuales corresponden a autorizaciones cuya responsabilidad primaria se encuentra a cargo de la Gerencia de Emisoras del organismo.

***R.G CNV 976/2023***

Mediante la Resolución General N° 976, de fecha 7 de septiembre de 2023, la CNV incorpora un nuevo trámite habilitado para la tramitación de "Fusión de Fondos Comunes de Inversión Abiertos" que deberá iniciarse y diligenciarse a través de la plataforma de Trámites a Distancia del sistema de Gestión Documental Electrónica a partir del 11 de septiembre de 2023.

***R.G CNV 977/2023***

Mediante la Resolución General N° 977, de fecha 22 de septiembre de 2023, la CNV establece un régimen especial destinado a las personas menores de edad adolescentes, posibilitando que, a partir de los 13 años, suscriban cuotapartes de Fondos Comunes de Inversión Abiertos de "Mercado de Dinero", por sí o a través de sus representantes legales. Estas personas podrán cursar órdenes de suscripción de cuotapartes de Fondos Comunes de Inversión Abiertos de "Mercado de Dinero", mediante la modalidad de colocación a través de internet y con la previa autorización del representante legal.

Determinaron como requisito del sistema de colocación empleado la vinculación de una cuenta bancaria identificada con Clave Bancaria Uniforme (CBU) o cuenta de pago con Clave Virtual Uniforme (CVU), de titularidad del menor, con la de su representante legal.

Otro de los puntos resalta que el sistema deberá ofrecer un acceso específico con contenidos de educación financiera vinculados a las inversiones en FCI Abiertos, dirigido y adaptado a los menores de edad de este rango etario, no pudiendo contener ofrecimiento alguno de valores negociables y/o de servicios propios de los agentes vinculados al Fondo.
La presente Resolución entrará en vigencia a partir del 2 de octubre de 2023 y, a tal efecto, detallan las pautas de adecuación a los fines de permitir su encuadre de conformidad con la reglamentación.

***R.G CNV 982/2023***

Mediante la Resolución General N° 982/2023, de fecha 17 de octubre de 2023, la CNV readecua los límites contemplados en el artículo 5° BIS del "Capítulo V. Agentes de liquidación y compensación, agentes de negociación y agentes asesores globales de inversión" del Título XVIII de sus normas.

A partir del 17 de octubre de 2023, se establece que en las operaciones de compraventa, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo y por parte de las subcuentas alcanzadas por lo dispuesto en el artículo 6° del Capítulo V del Título VI y que asimismo revistan el carácter de inversores calificados de Certificados de Depósito Argentinos (CEDEAR), se deberá observar, para esos valores negociables, que el monto de las compras con liquidación en moneda local no supere el monto de las ventas con liquidación en dicha moneda, por cada subcuenta comitente y por cada jornada de concertación.

***R.G CNV 984/2023***

Mediante la Resolución General N° 984/2023, de fecha 30 de noviembre de 2023, la CNV readecúa ciertos límites y condiciones previstas en el artículo 6° TER del Capítulo V del Título XVIII, relaciondas con las operaciones de clientes con C.D.I. o C.I.E. y C.U.I.T.

Los agentes deberán contemplar nuevas condiciones respecto de aquellos clientes que revistan el carácter de intermediarios y/o entidades similares radicados en el exterior regulados por Comisiones de Valores u otros organismos de control. Deberán constatar, entre otros, que los citados intermediarios del exterior únicamente actúen en calidad de depositarios de acciones de sociedades emisoras locales para dar cumplimiento al pago de dividendos a tenedores -locales argentinos o extranjeros- de certificados de depósito en custodia en el exterior (GDS/ADR/ADS) correspondientes a tales emisoras, mediante la realización de una o más operaciones con valores negociables destinadas a implementar dicho pago en el exterior.

***R.G CNV 985/2023***

Mediante la Resolución General N° 985/2023, de fecha 1 de diciembre de 2023, la CNV adecúa el Régimen Informativo General aplicable a todas las categorías de Agentes, precisando como requisito para la vigencia de la inscripción en el Registro a su cargo el cumplimiento del pago de la tasa de fiscalización y control.

***R.G. CNV 986/2023***

El 29 de noviembre de 2023 la CNV emitió la Resolución General 986/2023 en dónde se resuelve: (i) incorporar una nueva sección a los fines de incluir los "Programas de emisión de Obligaciones Negociables dentro del Régimen PYME CNV Y PYME CNV Garantizada"; (ii) poder contemplar bajo un mismo programa global la posibilidad de emitir series y/o clases bajo el Régimen PyME CNV y/o PyME CNV GARANTIZADA. A tales efectos, el programa global deberá definir el monto máximo de emisión que corresponderá a cada uno de los regímenes mencionados y; (iii) aprobar el "Prospecto Programa Global

Simplificado para PYME CNV o PYME CNV Garantizada" y "Suplemento de prospecto simplificado emisiones de clases o series bajo Programas Globales de PYME CNV o PYME CNV Garantizada".

***R.G CNV 988/2023***

El 13 de diciembre de 2023, la CNV emitió la Resolución General 988/2023 mediante la cual, respecto al plazo de permanencia para la liquidación de títulos públicos, modificó los artículos 2°, 3° y 4° del Capítulo V del Título XVIII y derogó el artículo 6° BIS de ese mismo apartado.

Sumado a ello, a partir del 13 de diciembre de 2023, se reduce a un día hábil el plazo mínimo de tenencia en cartera para dar curso a operaciones de venta de valores negociales con liquidación en moneda extranjera, en cualquier jurisdicción y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, y para dar curso a transferencias a entidades depositarias del exterior de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional, cualquiera sea la ley de emisión de los mismos.

***R.G CNV 990/2024***

El 5 de febrero de 2024, la CNV emitió la Resolución General 990/2024 mediante la cual, en atención al contexto económico financiero imperante y las recientes medidas adoptadas por el BCRA de conformidad con la Comunicación “A” 7918, se dispuso la modificación y derogación de determinadas exigencias y límites en relación con las operaciones de compraventa de valores negociables con liquidación en moneda extranjera. Se modifica el Capítulo V del Título XVIII de las Normas de la CNV, en materia de Agentes de Liquidación y Compensación, Agentes de Negociación y Agentes Asesores Globales de Inversión.

En primer lugar se establece que los Agentes de Liquidación y Compensación y los Agentes de Negociación deberán exigir a cada uno de los clientes ordenantes, una manifestación en carácter de declaración jurada de la cual surja en forma expresa que no han obtenido cualquier tipo de financiamiento a través de operaciones en el ámbito del mercado de capitales, ya sea de fondos y/o de Valores Negociables, con excepción de las emisiones de deuda con autorización de oferta pública otorgada por la CNV.

Seguidamente, se deroga el art. 5° bis, sobre las exigencias para las operaciones de compraventa con certificados de depósito argentinos (CEDEAR).

Asimismo, en materia de operaciones de clientes con C.D.I. o C.I.E. y C.U.I.T. se actualiza el monto máximo diario de operaciones que debe ser constatado por los Agentes de Negociación, los Agentes de Liquidación y Compensación y los Agentes de Corretaje de Valores Negociables, para dar curso a las órdenes y/o registrar operaciones en el ámbito de los Mercados autorizados por la CNV. De esta manera se establece que el volumen operado diario no puede superar el importe de $200.000.000.

***Resolución General N° 993/2024***

Mediante resolución general de fecha 21 de febrero de 2024, la CNV realizó modificaciones en los capítulos I al III del Título VI de las Normas. De esta manera se estableció que los informes emitidos por las Auditorías Externas Anuales de Riesgos de los Mercados y de las Cámaras Compensadoras deberán hacer saber acerca del cumplimiento de los principios y recomendaciones del Comité de Pagos e Infraestructuras del Mercado en la materia y lo exigido en el Capítulo III del presente Título. A su vez, determina que, dentro de las funciones del Comité de Riesgos, corresponderá emitir y elevar, con periodicidad anual, un informe que abarque el relevamiento de las políticas y procedimientos de gestión de riesgos oportunamente establecidos por dicho órgano, su grado de cumplimiento, desvíos y propuestas de ajustes y/o mejoras a ser implementadas. Seguidamente, establece que, cuando garanticen el cumplimiento de las operaciones autorizadas por la CNV, los Mercados y las Cámaras Compensadoras, desempeñarán el rol y funciones de contraparte central (CCP por sus siglas en inglés), debiendo observar la totalidad de los requisitos y procedimientos internos de actuación alineados a las mejores prácticas internacionales. Además, dentro de los riesgos que se deberán mitigar como parte de la Gestión Integral de Riesgos, se incorpora el Riesgo General de Negocio. Agrega que los órganos de administración de los Mercados y de las Cámaras Compensadoras serán responsables de la aprobación, implementación, funcionamiento y control de la referida gestión integral de riesgos. Por último, dentro del capítulo sobre Liquidación y Compensación de Operaciones, se incorporan la Sección VIII (Estructura de Buen Gobierno y Eficacia en los Procesos de Gestión de Riesgos) y la Sección IX (Información sobre Activos que Integran los Fondos de Garantía con Aportes de Agentes Miembros).

***Creación del Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales, Resolución General N° 994/2024 y Resolución General 996/2024***

A su vez, en virtud de la promulgación de la Ley N° 27.739 el 15 de marzo de 2024, con relación a empresas que operen activos virtuales como criptomonedas en la Argentina (las "**PSAV**") y a los efectos de prevenir el lavado de dinero, se establece la obligación de que las PSAV se registren ante la CNV (el "**Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales**"). A ese fin, se estableció que:

(i) La CNV, que será el organismo regulador de los PSAV, centralizará en el Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales la información referida a aquellas personas humanas y jurídicas que revisten el carácter de PSAV (definidos ahora en el artículo 4° bis de la ley 25.246).

(ii) El Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales se conformará con la información proveniente de los regímenes informativos establecidos por la CNV a tal efecto y con toda aquella información que pueda ser requerida a organismos públicos.

***Resolución General N° 994/2024***

Mediante resolución general de fecha 22 de marzo de 2024, la CNV instrumenta el Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales para garantizar el cumplimiento de los estándares fijados en la Recomendación 15 del GAFI, en la lucha contra el lavado de activos y el financiamiento del terrorismo, en lo que refiere a la adaptación a las nuevas tecnologías, así como sus productos y servicios conexos, como consecuencia del crecimiento de las transacciones con activos virtuales.

El Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales comprenderá a todas las personas humanas y jurídicas que utilicen páginas web, redes sociales u otros medios, direccionando su oferta y/o publicidad a sujetos residentes en la República Argentina, que tengan un cierto volumen de operaciones en el país o que utilicen cualquier tipo de tecnología para recibir localmente fondos de residentes en el mismo.

Durante esta etapa, los PSAV deberán informar al público inversor que la inscripción en el Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales es a los fines del control como sujeto obligado ante la UIF u otros organismos y que la misma no implica licencia ni supervisión por parte de la CNV sobre su actividad.

Aquellos afectados deberán solicitar la inscripción en el Registro de Proveedores de Servicios de Activos Virtuales dentro de los 45 días de la entrada en vigencia de la resolución general 994/2024.

***Resolución General N° 996/2024***

Mediante resolución general de fecha 3 de abril de 2024, la CNV adecúa su normativa con el objetivo de cumplir con la implementación de la Ley N° 27.739, modificatoria de la que reforma la Ley N° 25.246 de Prevención del Lavado de Activos, el Financiamiento del Terrorismo y la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva, e incorpora, a través de la aprobación de la mencionada resolución los sujetos obligados en el ámbito del mercado de capitales y los PSAV.

La medida introduce como nuevos sujetos obligados a los agentes depositarios centrales y a los agentes de custodia, registro y pago que ya estaban incluidos en la fiscalización de este organismo y a los PSAV, que además serán nuevos sujetos fiscalizados.

***Resolución General N° 995/2024***

Mediante resolución general 995/2024 de fecha 3 de abril de 2024, la CNV readecuó las exigencias en torno a ciertas operaciones de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, complementarias a los BOPREAL emitidos por el BCRA para el pago a los proveedores del exterior.

Las modificaciones exceptúan desde el 1° de abril a dichas operaciones, al igual que a los BOPREAL, respecto del cumplimiento del plazo mínimo de tenencia en cartera para transferir los mismos a entidades depositarias del exterior y de los límites y régimen informativo previo requeridos tanto para dar curso a dichas transferencias como para concertar su venta con liquidación en moneda extranjera en el exterior. Estas modificaciones son complementarias de la normativa del BCRA que exceptúa a dichas operaciones de aquellas que excluyen a los importadores del mercado oficial de cambios.

Al respecto, los agentes deberán constatar el cumplimiento de las condiciones previstas en forma previa a gestionar cualquiera de las referidas operaciones, conservando la documentación respaldatoria en los respectivos legajos de los clientes.

**Resolución General N° 1000/2024**

Mediante resolución general 1000/2024 de fecha 8 de mayo de 2024, la CNV readecuó el marco normativo de los plazos de liquidación para las operaciones de contado.

Las modificaciones se orientan a fijar el plazo de contado normal en T+1 para las operaciones con valores negociables de renta variable y/o fija, y a mantener el plazo de contado normal en T+2 únicamente respecto de las operaciones con valores negociables de renta fija y en la medida que los mercados y las cámaras compensadoras no hubieran optado por discontinuar dicho plazo.

**Resolución General N° 1002/2024**

Mediante resolución general 1002/2024 de fecha 15 de mayo de 2024, la CNV establece que las emisoras, las cámaras compensadoras, los agentes de negociación, y toda otra persona humana o jurídica que intervenga u ofrezca servicios en la oferta pública de valores negociables, deberán adecuar su accionar a las Normas de la CNV.

Para ello, se agrega que deberán especialmente abstenerse de:

1) Ofrecer servicios de asesoramiento de valores negociables sin contar con el registro en cualquiera de las categorías de Agentes autorizados por la CNV a tales efectos. No serán consideradas asesoramiento: (i) las opiniones de carácter genérico sobre inversiones o la mera divulgación de información o explicación de las características y riesgos de una operación o valor negociable; y (ii) la elaboración de reportes, informes o análisis de carácter general, aun cuando incluyan una recomendación de compra o venta; y

2) Realizar actividades de difusión y promoción de valores valores negociables y/o captar o vincular clientes a Agentes registrados sin estar autorizados por la CNV a tales efectos.

***Unidad de Información Financiera (la "UIF")***

El 10 de mayo de 2023 se publicó la Resolución UIF N°78/2023, aplicable a los Sujetos Obligados del mercado de capitales, que tiene por objeto establecer los requisitos mínimos para la identificación, evaluación, monitoreo, administración y mitigación de los riesgos de lavado de activos y financiación del terrorismo (LA/FT). La misma entrará en vigor el día 1 de julio y sustituirá a la actual Resolución UIF N°21/2018.

A su vez, en virtud de la promulgación de la Ley N° 27.739 el 15 de marzo de 2024, en coherencia con las regulaciones sectoriales emitidas por la UIF en los últimos años, se definió lo siguiente:

- Se definen los siguientes términos: activos virtuales, acto terrorista, beneficiarios finales, bienes u otros activos, clientes, enfoque basado en riesgos, hechos u operaciones sospechosas, operaciones inusuales, organismos de contralor específicos, personas expuestas políticamente, organizaciones sin fines de lucro y proveedor de servicios activos virtuales.

- Se plasma el enfoque basado en riesgos en las supervisiones que realice la UIF sobre los sujetos obligados, las regulaciones que emita la UIF y distintas obligaciones de prevención que la UIF había establecido por vía regulatoria sobre ciertos sujetos obligados.

- Se faculta a la UIF a disponer el congelamiento de bienes y otros activos mediante resolución fundada y con comunicación inmediata al Ministerio Público Fiscal (MPF) y/o juez competente en el marco de operaciones sospechadas de financiación del terrorismo o de proliferación de armas de destrucción masiva.

- Se expandió la prohibición de oponer el secreto bancario, fiscal, bursátil o profesional, así como los compromisos legales o contractuales de confidencialidad, para aplicar no sólo al momento de la formulación de un reporte de operación sospechosa, sino también en el marco de declaraciones voluntarias y durante el intercambio de información con organismos análogos extranjeros.

- Se eliminó la disposición que establecía que, en caso de que la UIF presente una denuncia penal, cesaba el secreto sobre de la identidad de los sujetos obligados reportantes.

- Régimen administrativo sancionador:

  (i) Se establece que, únicamente en caso de omisión de reporte de operación sospechosa, se aplicará una multa entre 1 y 10 veces el valor total de los bienes de la operación. Para el caso de otras infracciones (por incumplimientos formales), se reemplazan los montos fijos como unidad de medida de la multa por módulos actualizables de forma anual.

  (ii) Se incorporan las siguientes sanciones: (i) apercibimiento; (ii) apercibimiento con obligación de publicación de la parte dispositiva de la resolución; y (iii) para oficiales de cumplimiento, la inhabilitación de hasta 5 años para el ejercicio de funciones en dicho carácter.

***Régimen Penal Cambiario***

El Régimen Cambiario establece que las operaciones que no cumplan con las normas cambiarias establecidas por dicho cuerpo normativo estarán sujetas al Régimen Penal Cambiario (Ley N° 19.359 y modificatorias).

Para mayor información sobre las restricciones y regulaciones de control de cambios vigentes, deberá asesorarse con sus asesores legales y leer las normas aplicables mencionadas en este documento, así como sus modificaciones y regulaciones complementarias, que se encuentran disponibles en el sitio web: http://www.infoleg.gob.ar/, o en el sitio web del BCRA: http://www.bcra.gob.ar, según corresponda. La información contenida en estos sitios web no forma parte del presente informe anual ni se considera incorporada al mismo. Véase "—Tipos de cambio".

**d) Carga tributaria**

El siguiente es un resumen general de ciertas consecuencias impositivas de Argentina relacionadas con una inversión en las Obligaciones Negociables. La descripción se incluye para fines de información general únicamente y se basa en las leyes y reglamentaciones impositivas argentinas vigentes a la fecha de este Prospecto. Si bien consideramos que esta descripción es una interpretación razonable de las leyes y reglamentaciones argentinas vigentes a la fecha de este Prospecto, no podemos asegurar que los tribunales o las autoridades fiscales responsables de la aplicación de dichas leyes estarán de acuerdo con esta interpretación o que no ocurrirán modificaciones en dichas leyes, las que inclusive podrían tener efectos retroactivos

Se recomienda a los posibles compradores de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos acerca de las consecuencias, conforme a las leyes impositivas del país del que son residentes, de invertir en las Obligaciones Negociables, incluyendo, sin limitación, el cobro de intereses y la venta, rescate o cualquier disposición de las Obligaciones Negociables. Argentina tiene celebrados tratados impositivos con diversos países a fin de evitar la duplicación de impuestos sobre la renta y el patrimonio. En caso de que algún inversor a efectos impositivos resida en uno de los países con convenio, en principio, sus normas serán aplicables antes que la normativa local, excepto que esta última ofrezca tratamiento más favorable que el previsto en el correspondiente convenio.

No obstante que la descripción que sigue se ampara en una interpretación razonable de las normas vigentes, no puede asegurarse que las autoridades de aplicación o los tribunales concuerden con todos y cada uno de los comentarios aquí efectuados.

***I. Impuesto a las Ganancias***

*Tratamiento aplicable al pago de intereses y ganancias de capital.*

*a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país*

En virtud de la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva se reestablece la exención de los puntos 3 y 4 del Artículo 36 bis de la Ley N° 23.576 (la "**Ley de Obligaciones Negociables**"), motivo por el cual resultan exentos (i) los intereses; y (ii) los resultados por venta u otra forma de disposición, en ambos supuestos de las Obligaciones Negociables que cumplan con las condiciones establecidas en el Artículo 36 de la mencionada Ley N° 23.576 (las "**Condiciones del Artículo 36**").

De no cumplir con las Condiciones del Artículo 36, los intereses no amparados por la mencionada exención deben tributar el impuesto progresivo según la escala del Artículo 94 de la Ley de Impuesto a las Ganancias ("**LIG**"), con una alícuota marginal máxima del 35%. En ese caso, el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que, no obstante las sanciones que puedan aplicarse según la Ley Nº 11.683, se perderán los beneficios derivados del tratamiento fiscal resultante de esa ley y, por lo tanto, el emisor será responsable del pago de los impuestos aplicables a los tenedores. De acuerdo con la Resolución General (AFIP) Nº 1516/2003 modificada por la Resolución General (AFIP) Nº1578/2003, la AFIP reglamentó el mecanismo para que el emisor pague el Impuesto a las Ganancias cuando se haya producido un incumplimiento de alguna de las Condiciones del Artículo 36.

Por su parte, la ganancia neta de fuente argentina derivada de la venta u otras formas de disposición de Obligaciones Negociables se encontraría gravada por el IG a una alícuota del 5% (en caso de valores en moneda nacional sin cláusula de ajuste) o del 15% (en caso de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera).

Sin perjuicio de lo anterior se destaca que, conforme a las modificaciones introducidas por el Artículo 1 de la Ley N° 27.638 y con aplicación a partir del período fiscal 2021 y siguientes, la exención establecida en el inciso h) del Artículo 26 de la LIG comprende a los intereses o la denominación que tuviere el rendimiento producto de la colocación de capital en los instrumentos emitidos en moneda nacional destinados a fomentar la inversión productiva, que establezca el Poder Ejecutivo nacional, siempre que así lo disponga la norma que los regule, y en la medida en que no resulten comprendidos en el primer párrafo del citado inciso. Por su parte, el Decreto N° 621/2021 brinda una definición respecto de aquellos instrumentos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo del inciso h) del Artículo 26 de la LIG, el que resultó incorporado en el artículo a continuación del Artículo 80 del Decreto Reglamentario de la LIG ("**DR LIG**").

Así, en la medida en que no resulten de aplicación las disposiciones del primer párrafo del inciso h) del Artículo 26 de la LIG, los instrumentos emitidos en moneda nacional comprendidos en el segundo párrafo de dicho inciso son aquellos que, de manera concurrente, cumplan los siguientes requisitos: (a) cuando: (i) sean colocados por oferta pública con autorización de la CNV o (ii) sean elegibles de acuerdo con la norma que los constituya o cree, o cuando así lo disponga el Poder Ejecutivo nacional; (b) estén destinados al fomento de la inversión productiva en la República Argentina (en los términos establecidos por la reglamentación). Al respecto, la CNV emitió la Resolución General N° 917/2021 (mediante la cual reglamentó la aplicación de estas disposiciones, estableciendo a tal efecto, entre otras cuestiones, el listado de los instrumentos emitidos en moneda nacional comprendidos en las exenciones previstas en la Ley N° 27.638.

Por último, cabe mencionar que, el Artículo 34 de la Ley de Solidaridad dispone que cuando se trate de valores alcanzados por las disposiciones del Artículo 98 de la LIG, no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 26, inciso u) de la LIG, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes del país quedan exentos por los resultados derivados de su compraventa, cambio, permuta o disposición, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV, sin que resulte de aplicación el citado Artículo 109 de la LIG, que dispone que las exenciones totales o parciales establecidas o que se establezcan en el futuro por leyes especiales respecto de títulos, letras, bonos, obligaciones y demás valores emitidos por el Estado Nacional, provincial, municipal o la Ciudad de Buenos Aires, no tendrán efecto en el IG para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país (siempre que no estuvieran comprendidos en los incisos d) y e) y en el último párrafo del Artículo 53 de la LIG).

*b) <u>Entidades Argentinas</u>*

Tanto los rendimientos como las ganancias derivadas de cualquier forma de disposición de Obligaciones Negociables obtenidos por entidades constituidas o inscriptas conforme a las leyes en Argentina, sucursales locales de entidades extranjeras, sociedades unipersonales y personas humanas que llevan adelante determinadas actividades comerciales en Argentina, se encuentran sujetos a una escala de alícuotas progresivas que oscila entre el 25% y el 35% en función de la ganancia neta imponible acumulada del contribuyente, montos que resultan ajustados anualmente por el Índice de Precios al Consumidor ("**IPC**"). En este marco, las escalas progresivas aplicables para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2024, son las siguientes: (i) ganancia neta imponible acumulada hasta $34.703.523,08, aplicará la alícuota del 25%; (ii) ganancia neta imponible acumulada superior a $34.703.523,08 hasta $347.035.230,79, se abonará $8.675.880,77 más 30% sobre el excedente de $34.703.523,08; y (iii) ganancia neta imponible acumulada superior a $347.035.230,79, se abonará $102.375.393,08 más 35% sobre el excedente de $347.035.230,79.

*c)* *Beneficiarios del Exterior*

En caso de personas humanas, sucesiones indivisas y entidades residentes en el exterior a los fines fiscales ("**Beneficiarios del exterior**") que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes, se encuentran exentos los intereses en la medida de que las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36.

En el caso de que no se cumplan tales condiciones, resulta aplicable a los Beneficiarios del exterior la alícuota del 35% sobre la presunción de ganancia neta del 43% o del 100% previstas en el Artículo 104 inciso c) apartados 1 y 2 respectivamente de la LIG, según la condición que revistan el tomador y el acreedor.

Por otro lado, cuando se trate de Beneficiarios del Exterior no resultarán de aplicación las restricciones contenidas en el artículo 28 de la LIG ni en el artículo 106 de la Ley N° 11.683, que restringen la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del IG cuando de ello pudiere resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

Se encuentran también exentas del IG las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables realizadas por los Beneficiarios del Exterior que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de jurisdicciones no cooperantes, en virtud de lo dispuesto por el cuarto párrafo del inciso u) del Artículo 26 LIG. Asimismo, se encuentran exentos de este tributo los resultados provenientes de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables no comprendidas en el cuarto párrafo del Artículo 26, inciso u) de la LIG obtenidos por Beneficiarios del exterior, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV, sin que resulte de aplicación lo dispuesto en el Artículo 109 de la LIG y siempre que no residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos invertidos no provengan de tales jurisdicciones.

Cuando la enajenación no califique como exenta por estar el Beneficiario del Exterior radicado en una jurisdicción no cooperante o los fondos invertidos provengan de una jurisdicción no cooperante, corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el Artículo 102 de la LIG sobre la base presunta del 90% prevista en el inciso i) del Artículo 104 de la citada ley.

Conforme el Artículo 19 de la LIG cualquier referencia efectuada a "jurisdicciones no cooperantes", deberá entenderse referida a aquellos países o jurisdicciones incluidos por el Decreto N° 862/2019 en el listado del artículo 24 del Decreto Reglamentario de la LIG.

La Resolución General AFIP N° 4.227/2018 regula el régimen de retención del IG aplicable a los intereses pagados a Beneficiarios del exterior en caso de que no resulte aplicable la exención.

***II. Impuesto Sobre los Bienes Personales (el "IBP")***

Las personas humanas residentes y las sucesiones indivisas residentes en Argentina se encuentran obligadas al pago del IBP respecto de ciertos activos (tales como las Obligaciones Negociables) de los que fueran titulares al 31 de diciembre de cada año, cuando su valor en conjunto exceda el mínimo no imponible, establecido para el período fiscal 2023 en Ps. 27.377.408,28, monto ajustable anualmente por la variación del IPC correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior. Las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior sólo tributan este gravamen por la totalidad de sus bienes situados en el país, sin aplicar mínimo no imponible.

Por medio de la Ley N° 27.638, con aplicación desde el período fiscal 2021, se modifica el artículo 21 inciso i) del capítulo I del título VI de la ley 23.966, a partir del cual quedan exentas del IBP las Obligaciones Negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con las Condiciones del Artículo 36.

En el caso de no aplicarse la exención, el IBP se calculará aplicando la alícuota correspondiente sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables (en caso de que listen en bolsa) o sobre el costo de adquisición más intereses y diferencias de cambio devengados e impagos (en caso de que no listen en bolsa). Para contribuyentes residentes en el país, el impuesto se determina sobre el valor total de los bienes gravados por el IBP, excluidas las acciones y participaciones societarias, con alícuotas progresivas de entre el 0,50% y el 1,75%. Para la tenencia de bienes situados en el exterior, existen alícuotas progresivas diferenciales de entre el 0,70% y el 2,25%, delegando al Poder Ejecutivo Nacional la facultad de disminuir tales alícuotas en caso de activos financieros situados en el exterior que resultaren repatriados.

Las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior, por los bienes situados en el país, estarán sujetas a la alícuota del 0,50% a partir del ejercicio fiscal 2019; estableciéndose, sin embargo, que no corresponderá el ingreso del IBP cuando su importe sea igual o inferior a Ps. 250.

Si bien las Obligaciones Negociables de personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior están técnicamente sujetas al IBP, ni la Ley del IBP ni su Decreto Reglamentario han establecido ningún procedimiento para la recaudación de dicho impuesto cuando la propiedad se ejerce en forma directa por tales personas humanas o sucesiones indivisas. El régimen del "obligado sustituto" establecido por el primer párrafo del artículo 26 (sujeto local domiciliado o radicado en el país que tenga la disposición, tenencia, custodia o depósito de las obligaciones negociables) no es aplicable a la tenencia de obligaciones negociables (tercer párrafo del Artículo 26 de la Ley del IBP).

Asimismo, la Ley del IBP establece una presunción legal que no admite prueba en contrario, mediante la cual los títulos emitidos por emisores privados argentinos sobre los que tengan titularidad directa una sociedad, cualquier otro tipo de persona de existencia ideal, empresas, establecimientos estables, patrimonios de afectación o explotaciones, domiciliados o, en su caso, radicados o ubicados en el exterior que: (i) estén ubicadas en un país que no exige que las acciones o títulos valores privados sean nominativos y (ii) de conformidad con su naturaleza o estatuto (a) tengan como objeto principal invertir fuera de su país de constitución y/o (b) no puedan realizar determinadas actividades en su propio país o no puedan realizar ciertas inversiones permitidas de conformidad con las leyes de ese país, se considerarán propiedad de personas humanas o sucesiones indivisas residentes en el país; por lo tanto, tales títulos estarán sujetos al IBP.

En esos casos, la Ley de IBP impone la obligación de abonar el IBP para el emisor privado argentino, como obligado sustituto, la alícuota del 1% a partir del ejercicio fiscal 2019; autorizándolo a recuperar el monto pagado, sin limitación alguna, mediante retención o ejecución de los activos que dieron lugar al pago. El obligado al ingreso del IBP será la entidad emisora de dichos títulos.

Esa presunción legal no se aplica a las siguientes sociedades extranjeras que tengan la titularidad directa de tales títulos valores: (i) compañías de seguros; (ii) fondos de inversión abiertos; (iii) fondos de retiro; y (iv) bancos o entidades financieras cuya casa matriz se encuentre ubicada en un país cuyo banco central o autoridad equivalente haya adoptado las normas internacionales de supervisión bancaria establecidas por el Comité de Basilea.

Por otra parte, el Decreto N° 127/1996, establece que dicha presunción legal no resultará aplicable a acciones y títulos de deuda privados cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas de valores ubicadas en Argentina o en el exterior, como es el caso de las Obligaciones Negociables. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplicará y, por lo tanto, que el emisor privado argentino no deberá actuar como "obligado sustituto", la sociedad mantendrá en sus registros una copia debidamente certificada de la Resolución de la CNV por la que se autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y de la prueba que ese certificado se encontraba vigente al 31 de diciembre del ejercicio en que se produjo el pasivo impositivo, según lo establecido por la Resolución General AFIP N° 2.151/2006. En caso de que el Fisco argentino considere que no se cuenta con la documentación que acredita (i) la autorización de la CNV y (ii) la negociación de las Obligaciones Negociables en mercados de valores del país o del exterior, la sociedad será responsable del ingreso del IBP.

### *III. Impuesto al Valor Agregado (el "IVA")*

Los pagos de intereses realizados respecto de las Obligaciones Negociables estarán exentos del IVA en la medida en que las Obligaciones Negociables sean emitidas en una oferta pública autorizada por la CNV. Asimismo, en tanto las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36, cualquier beneficio relativo a la oferta, suscripción, suscripción en firma, transferencia, autorización o cancelación de las Obligaciones Negociables estará exenta del IVA en Argentina.

De acuerdo con la Ley N° 23.349 de IVA, la transferencia de Obligaciones Negociables está exenta del IVA aún si no se cumplen las Condiciones del Artículo 36.

### *IV. Impuesto a los Débitos y Créditos en Cuenta Corriente ("IDC")*

En caso de que los inversores utilizaran cuentas bancarias radicadas en instituciones financieras locales en relación con las Obligaciones Negociables, los débitos y créditos originados en esas cuentas podrían estar alcanzados por el IDC. La alícuota general del IDC asciende al 0,6%, aunque existen alícuotas reducidas del 0,075% así como alícuotas incrementadas del 1,2%.

Respecto de los débitos y créditos efectuados en cuentas bancarias radicadas en entidades financieras argentinas, señalamos que la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, para los hechos imponibles que se perfeccionen a partir del 24 de diciembre de 2019 establece que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas allí mencionadas estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de los mismos. Lo mencionado anteriormente, no resultará de aplicación a las cuentas bancarias cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas.

En general, las entidades financieras involucradas actúan como agentes de percepción y liquidan el IDC.

El Decreto N° 409/2018 estableció que el 33% de las sumas abonadas en concepto del IDC por los hechos imponibles sujetos a la tasa general del 0,6%, así como también los gravados a la alícuota del 1,2%, se computarán como pago a cuenta del IG y/o el IGMP (actualmente derogado) o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del IG. En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo como crédito del IG y/o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas será del 20%. En el caso de micro, pequeñas y medianas empresas registradas como tales de acuerdo con lo dispuesto en la legislación argentina, el porcentaje de pago a cuenta en el IG puede ser mayor, según sea el caso. Así, la Ley N° 27.264 estableció que el IDC que hubiese sido efectivamente ingresado, podrá ser computado en un 100% como pago a cuenta del IG por las empresas que sean consideradas Micro y Pequeñas Empresas y en un 60% por las industrias manufactureras consideradas “Medianas -tramo 1-” en los términos del artículo 1 de la Ley N° 25.300 y sus normas complementarias.

Adicionalmente, el Decreto 394/2023 dispuso que, a partir del 31 de julio de 2023, las microempresas podrán computar hasta un 30% del IDC efectivamente ingresado como pago a cuenta de hasta el 15% de las contribuciones patronales previstas en el artículo 19 de la Ley de Solidaridad que se destinen al Sistema Integrado Previsional Argentino (SIPA).

Existen algunas exenciones del IDC relativas al titular y el destino de las cuentas bancarias. Así, por ejemplo, se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación “A” 3.250 del BCRA) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país (Artículo 10, inciso (s) del anexo al Decreto N° 380/2001).

Mediante la Ley N° 27.702, se prorrogaron hasta el 31 de diciembre de 2027 aquellos impuestos cuya vigencia culminaba el 31 de diciembre de 2022 (IG, IBP, e IDC). En el caso de tenedores de Obligaciones Negociables, los pagos que reciban en cuentas bancarias abiertas en entidades financieras regidas por la Ley N° 21.526 podrían estar sujetos al IDC.

### *V. Impuesto para una Argentina Inclusiva y Solidaria (“PAÍS”) y percepción establecida por Resolución General AFIP N°4.815/2020*

La Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva estableció, con carácter de emergencia y por el término de 5 períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de dicha Ley, un impuesto nacional aplicable sobre determinadas operaciones de (i) utilidades y dividendos, en los términos del Régimen Informativo Contable Mensual para Operaciones de Cambio del BCRA, (ii) de suscripción en pesos de BOPREAL emitidos por el BCRA por parte de quienes los adquieran en concepto de pago de utilidades y dividendos y/o repatriación de inversiones de portafolio de no residentes generadas en cobros en el país de utilidades y dividendos recibidos a partir del 1° de septiembre de 2019, y (iii) de compra de billetes y divisas en moneda extranjera y demás operaciones de cambio de divisas y adquisición de servicios realizadas por sujetos residentes en el país (personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables). La alícuota aplicable es de hasta el 17,5%. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

Adicionalmente, por medio de la Resolución General AFIP Nº 4.815/2020 se estableció un régimen de percepción con aplicación sobre las operaciones alcanzadas por el impuesto PAÍS. Conforme las últimas modificaciones operadas en el régimen, la percepción aplicable, es del 30% y aplica sobre los montos en pesos que se detallan para cada tipo de transacción. Los montos percibidos serán considerados pagos a cuenta del IBP o del IG, según la situación del sujeto alcanzado.

### *VI. Impuesto Sobre los Ingresos Brutos (“ISIB”)*

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presuma que desarrollan dichas actividades en cualquier jurisdicción en la que obtengan ingresos por intereses derivados de la tenencia de Obligaciones Negociables, o de su venta o transferencia, podrían estar sujetos al ISIB a alícuotas que varían de acuerdo con la legislación específica de

cada Provincia argentina, salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

A la fecha del presente Prospecto, algunas jurisdicciones locales, como la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires establecen que los ingresos resultantes de cualquier operación relativa a Obligaciones Negociables emitidas de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables están exentos del ISIB en la medida que hayan sido emitidas de conformidad con las disposiciones establecidas en la Ley N° 23.576 y modificatorias, y mientras resulte de aplicación la exención del IG. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes de bolsa y todo tipo de intermediarios en relación con tales operaciones.

***VII. Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias***

Distintos fiscos provinciales han establecido regímenes de recaudación del ISIB que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en cuentas bancarias abiertas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas.

Estos regímenes se aplican a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción.

Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos provinciales con un rango que puede llegar, en general, al 5%.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del ISIB para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Los potenciales inversores deben corroborar la existencia de tales mecanismos dependiendo de la jurisdicción que en su caso resulte involucrada.

***VIII. Impuesto de Sellos (el "IS")***

El IS grava la instrumentación de actos y contratos de carácter oneroso, que se otorguen en el territorio de cada Provincia y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o la de aquellos que, siendo instrumentados en una de las mencionadas jurisdicciones o en el exterior, produzcan efectos en el territorio de otra jurisdicción.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, así como en la Provincia de Buenos Aires, están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de las Ley de Obligaciones Negociables. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

También se encuentran exentos del IS en dichas jurisdicciones los instrumentos, actos y operaciones vinculados con la emisión de títulos valores mobiliarios representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la Ley de Mercado de Capitales, por parte de las sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención ampara también a las garantías vinculadas con dichas emisiones. Sin embargo, la exención queda sin efecto si en el plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los títulos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de la concesión de la autorización solicitada.

Adicionalmente, los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de los títulos valores debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV están, asimismo, exentas del IS en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la Provincia de Buenos Aires. Esta exención también queda sin efecto de darse la circunstancia señalada en el párrafo anterior in fine.

Los potenciales adquirentes de las obligaciones negociables deberán considerar la posible incidencia de este impuesto en las distintas jurisdicciones del país con relación a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las obligaciones negociables.

***IX. Tasa de Justicia***

En caso de que sea necesario instituir procedimientos judiciales de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables en Argentina, se impondrá una tasa de justicia (generalmente a una alícuota del 3% y/o del 1,5 % en el caso de juicios

sucesorios, entre otros) sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales de Argentina o aquellos con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

### *X. Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes (el "ITGB")*

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, la trasmisión gratuita de bienes a herederos, legatarios o donatarios, no se encuentra gravada.

La Provincia de Buenos Aires estableció, a partir del 1 de enero de 2011 y por medio de la Ley N° 14.044 y sus modificaciones, el ITGB.

El ITGB se aplica al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluidos: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia o cualquier otro hecho que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.

Son contribuyentes las personas humanas y jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes. Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el impuesto recae sobre el monto total del enriquecimiento a título gratuito, con respecto a bienes ubicados tanto en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los contribuyentes domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el impuesto recae únicamente sobre el monto del enriquecimiento a título gratuito originado por la transmisión de los bienes ubicados en la Provincia de Buenos Aires.

Respecto del período fiscal 2024, las transmisiones gratuitas de bienes se encuentran exentas de este impuesto cuando su monto total, sin incluir deducciones, exenciones y exclusiones, es igual o inferior a Ps. 2.038.752, o Ps. 8.488.486 en el caso de padres, hijos y cónyuge.

Las alícuotas aplicables varían entre el 1,60% y 9,51% más el pago de una suma fija, atendiendo al grado de parentesco y el monto de la base imponible involucrada. Las Obligaciones Negociables, en tanto queden involucrados en una transmisión gratuita de bienes, podrían quedar afectados por el ITGB en la jurisdicción señalada.

Respecto de la existencia del ITGB en las demás jurisdicciones provinciales, el análisis debería realizarse tomando en consideración la legislación aplicable en cada Provincia.

### *XI. Restricción respecto de las "jurisdicciones no cooperantes" y de las "jurisdicciones de baja o nula tributación"*

Conforme lo dispuesto en el artículo 18.2. de la Ley N° 11.683 de Procedimiento Tributario, cuando se trate de ingresos de fondos provenientes de países de "baja o nula tributación" a que alude el Artículo 20 de la LIG, cualquiera sea su naturaleza, concepto o tipo de operación de que se trate, se considerará que tales fondos constituyen incrementos patrimoniales no justificados para el tomador o receptor local.

Los incrementos patrimoniales no justificados a que se refiere el párrafo anterior, con más un 10% en concepto de renta dispuesta o consumida en gastos no deducibles, representan ganancias netas del ejercicio en que se produzcan, a los efectos de la determinación del IG y, en su caso, base para estimar las operaciones gravadas omitidas del respectivo ejercicio comercial en el IVA e impuestos internos.

No obstante, AFIP considerará como justificados aquellos ingresos de fondos a cuyo respecto el interesado pruebe fehacientemente que se originaron en actividades efectivamente realizadas por el contribuyente o por terceros en dichos países o que provienen de colocaciones de fondos oportunamente declarados.

Así, conforme el artículo 20 de la LIG, la referencia efectuada a "jurisdicciones de baja o nula tributación", deberá entenderse referida a aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al 60% de la alícuota mínima contemplada en la escala del primer párrafo del inciso a) del artículo 73 de la LIG.

El Decreto N° 862/2019 dispone que a los fines de determinar el nivel de imposición mencionado en el párrafo anterior deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido y que se entenderá por 'régimen tributario especial' a toda regulación

o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta empresaria vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

Por su parte, el artículo 19 de la LIG define a las "jurisdicciones no cooperantes" como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Además, el artículo establece que el Poder Ejecutivo nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto, el que ha sido establecido en el artículo 24 del DR LIG. Además, dicho artículo establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Hacienda (actual Ministerio de Economía) cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

Ni el Prospecto ni el Suplemento de Prospecto respectivo constituirán una oferta de venta, y/o una invitación a formular ofertas de compra de las Obligaciones Negociables: (i) en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes; (ii) para aquella/s persona/s o entidad/es con domicilio, constituida/s o residente/s de un país considerado como de "baja o nula tributación", o para aquella/s persona/s o entidad/es que, a efectos de la adquisición de las Obligaciones Negociables, utilice una cuenta localizada o abierta en un país considerado como de "baja o nula tributación". El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier país en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en la que poseyera y/o distribuyera el Prospecto y el Suplemento de Prospecto respectivo y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier país a las que se encontraran sujetos y/o en los que realizaran dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni nosotros ni los colocadores que sean designados por la Sociedad, tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes. El inversor deberá asumir que la información que consta en este Prospecto es exacta a la fecha de la portada del presente, y no así a ninguna otra fecha.

### *XII. Convenios Para Evitar la Doble Imposición Internacional*

Argentina posee convenios para evitar la doble imposición vigentes con varios países, a saber, Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza, Emiratos Árabes Unidos, Qatar y Uruguay. Los convenios firmados con China, Japón, Luxemburgo, Austria y Turquía no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto.

Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia entre Argentina y Estados Unidos. Desde enero de 2023 está en vigor un acuerdo administrativo internacional para el intercambio de información entre la Administración Federal de Ingresos Públicos de Argentina ("AFIP") y la Administración Tributaria de los Estados Unidos ("IRS").

Por último, destacamos que se ha presentado un proyecto de ley para su consideración legislativa, aprobando el 'Convenio Multilateral para Implementar Medidas Relacionadas con los Tratados Fiscales para Prevenir la Erosión de la Base Imponible y el Traslado de Beneficios' firmado en el marco de la OCDE, cuya aprobación modificará los acuerdos firmados con 17 jurisdicciones.

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

### **XIV.** *Oferta pública y exenciones impositivas*

La Ley de Obligaciones Negociables establece que para hacer efectivo el tratamiento impositivo preferencial previsto en dicha Ley, las Obligaciones Negociables deben ser colocadas por oferta pública. En este sentido, la CNV estableció en las Normas de la CNV las pautas mínimas para el proceso de colocación primaria de valores negociables.

Las principales pautas mínimas para la colocación primaria de valores negociables son los siguientes: Publicación del Prospecto en su versión definitiva, y toda otra documentación complementaria exigida por las Normas de la CNV para el tipo de valores negociables que se trate, por un plazo mínimo de 3 días hábiles con anterioridad a la fecha de inicio de los mecanismos de colocación (formación de libro o subasta o licitación pública), informando como mínimo: (i) tipo de instrumento; (ii) monto o cantidad ofertada indicando si se trata de un importe fijo o rango con un mínimo y un máximo;

(iii) unidad mínima de negociación del instrumento; precio (especificando si se trata de un valor fijo o un rango con mínimo y máximo) y múltiplos; (iv) plazo o vencimiento; (v) amortización; (vi) forma de negociación; (vii) comisión de negociación primaria; (viii) detalles sobre las fechas y horarios de la subasta o licitación; (ix) definición de las variables, que podrán incluir, por competencia de precio, tasa de interés, rendimiento u otra variable, y la forma de prorrateo de las ofertas, si fuera necesario; (x) todos los agentes de negociación y los agentes de liquidación y compensación registrados podrán acceder al sistema para ingresar ofertas; (xi) la licitación pública podrá ser, a elección del emisor, ciega (de "ofertas selladas") en las que ningún participante, incluidos los colocadores, tendrán acceso a las ofertas presentadas hasta después de finalizado el período de subasta, o abierta, de ofertas conocidas a medida que van ingresando por intermedio del mismo sistema de licitación; (xii) vencido el plazo de recepción de ofertas, no podrán modificarse las ofertas ingresadas ni podrán ingresarse nuevas; (xiii) las publicaciones del Prospecto y la documentación complementaria deberán efectuarse por medio de la Autopista de Información Financiera, por medio de la página web institucional de los mercados en funcionamiento y de la página web institucional del emisor.

Las emisoras deben preparar los prospectos describiendo detalladamente los esfuerzos de colocación a ser efectuados y acreditando, en caso de serle requerido por autoridad competente, la realización de esa actividad. Las Obligaciones Negociables no serán consideradas exentas de impuestos simplemente por la autorización de la CNV de una oferta pública.

La oferta puede ser suscripta conforme a un "contrato de underwriting". En tal caso, resulta válida a los fines de considerar cumplimentado el requisito de oferta pública, si el agente colocador realizó los esfuerzos de colocación conforme lo indicado en el artículo 3 del Capítulo IV del Título VI de las Normas de la CNV.

### XV. *Creación del Registro Público de Beneficiarios Finales*

En virtud de la promulgación de la Ley 27.739, se creó un Registro Público de Beneficiarios Finales (el "**Registro Público de Beneficiarios Finales**") en virtud del que:

(i) La AFIP centralizará en el Registro Público de Beneficiarios Finales la información adecuada, precisa y actualizada, referida a las personas humanas que revistan el carácter de beneficiarios finales en los términos definidos por la ley 25.246 -tras su modificación-.

(ii) El Registro Público de Beneficiarios Finales se conformará con la información proveniente de los regímenes informativos establecidos por la AFIP a tal efecto, así como con toda la información que podrá ser requerida por la AFIP a organismos públicos.

(iii) Todas las sociedades, personas jurídicas u otras entidades contractuales o estructuras jurídicas que realicen actividades en el país y/o posean bienes y/o activos situados y/o colocados en Argentina deberán informar su o sus beneficiarios finales dentro de un plazo de 60 días a contar desde la entrada en vigor de la ley 27.779, a los efectos de su incorporación en el Registro Público de Beneficiarios Finales.

**EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES CONSULTAR CON SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR.**

**e) Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo**

El término "lavado de activos" se utiliza para referirse a transacciones que tienen la intención de introducir fondos provenientes de la comisión de un delito en el sistema financiero legal y así darles una apariencia legítima.

El 13 de abril del año 2000, el Congreso de la Nación aprobó la Ley Nº 25.246, modificada posteriormente por las Leyes Nº 26.087, 26.119, 26.268, 26.683, 26.734 y 27.739 (conjuntamente, la "**Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva**"), que creó a nivel nacional el régimen de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva ("**PLA/FT/FP**"), tipificando el delito de lavado de activos, creando y designando a la Unidad de Información Financiera (la "**UIF**") como autoridad de aplicación del régimen, y estableciendo la obligación legal para diversas entidades del sector público y privado a brindar información y cooperar con esta última.

La UIF es un organismo descentralizado que funciona con autonomía y autarquía financiera en jurisdicción del Ministerio de Justicia, y tiene como misión prevenir e impedir el delito de lavado de activos, el financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva.

A continuación, se enumeran ciertas disposiciones relativas al régimen de PLA/FT/FP establecido por la Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva y sus disposiciones modificatorias y complementarias, incluyendo las normas dictadas por la UIF y la CNV. Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores jurídicos y leer la Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva y sus normas complementarias.

*Delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo*

*a) Lavado de activos*

El Código Penal (el "**CP**") tipifica en su art. 303 el delito de lavado de activos, estableciendo que éste se configura cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, adquiere, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un acto ilícito, con la consecuencia posible de que el origen de los bienes originarios o los subrogantes adquieran la apariencia de un origen lícito, sea en un sólo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El art. 303 del CP establece las siguientes penas:

i. Si el monto de la operación supera los 150 salarios mínimos, vitales y móviles (a la fecha de este Prospecto representa un equivalente a $30.420.000), se impondrá prisión de tres (3) a diez (10) años y multas de dos a diez veces el monto de la operación. Esta pena se incrementará en un tercio del máximo y la mitad del mínimo, cuando:
    a. la persona realice el hecho de manera habitual o como miembro de una asociación o banda constituida para la comisión continuada de actos de esta naturaleza;
    b. la persona sea un funcionario público que haya cometido el hecho en el ejercicio o con ocasión de sus funciones. En este caso, también será castigado con la pena de inhabilitación especial de tres (3) a diez (10) años. La misma pena se impondrá a quien hubiera actuado en el ejercicio de una profesión u oficio que requiera cualificación especial.
ii. Será castigado con la pena de prisión de seis (6) meses a tres (3) años el que reciba dinero u otros bienes procedentes de un delito para aplicarlos en una operación de las descritas anteriormente, que les dé la posible apariencia de un origen lícito.
iii. Si el valor de la mercancía no excede de 150 salarios mínimos, vitales y móviles, la pena consistirá en una multa de cinco (5) a veinte (20) veces el importe de la operación.

Las disposiciones del artículo mencionado regirán aún cuando el ilícito penal precedente hubiera sido cometido fuera del ámbito de aplicación espacial del Código Penal, en tanto el hecho que lo tipificara también hubiera estado sancionado con una pena en el lugar de su comisión.

*b) Sanciones para personas jurídicas*

Asimismo, el CP prevé en su art. 304 que cuando los hechos delictivos hubieren sido realizados en nombre, o con la intervención, o en beneficio de una persona de existencia ideal, se impondrán a la entidad las siguientes sanciones conjunta o alternativamente:

(i) multa de dos (2) a diez (10) veces el valor de los bienes objeto del delito;

(ii) suspensión total o parcial de actividades, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;

(iii) suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad vinculada con el Estado, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;

(iv) cancelación de la personería cuando hubiese sido creada al solo efecto de la comisión del delito, o esos actos constituyan la principal actividad de la entidad;

(v) pérdida o suspensión de los beneficios estatales que tuviere;

(vi) publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica.

Para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, la extensión del daño causado, el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica. Cuando fuere indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular, no serán aplicables las sanciones de suspensión de actividades ni de cancelación de la personería.

*c) Financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva*

Asimismo, el art. 306 del CP tipifica el delito de financiamiento del terrorismo y la proliferación de armas de destrucción masiva. Comete estos delitos cualquier persona que, directa o indirectamente, recolectare o proveyere bienes u otros activos, de fuente lícita o ilícita, con la intención de que se utilicen, o a sabiendas de que serán utilizados, en todo o en parte:

i. Para financiar la comisión de un delito con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP (actos cometidos con la finalidad de aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo);
ii. Por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP;
iii. Por un individuo que cometa, intente cometer o participe de cualquier modo en la comisión de delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP.
iv. Financiar, para sí o para terceros, el viaje o la logística de personas y/o cosas a un Estado distinto del de su residencia o nacionalidad, o dentro del mismo territorio nacional con el fin de perpetrar, planificar, preparar o participar en la finalidad enunciada en i);
v. Financiar, para sí mismos o para terceros, el suministro o la recepción de entrenamiento para la comisión de delitos con la finalidad enunciada en (i);
vi. Financiar la adquisición, elaboración, producción, desarrollo, posesión, suministro, exportación, importación, almacenamiento, transporte, transferencia, o en cualquier forma el uso de armas de destrucción masiva de tipo nuclear, químico, biológico, sus sistemas vectores, medios de entrega y sus materiales relacionados, incluyendo tecnologías y bienes de doble uso para cometer cualquiera de los delitos previstos en este Código o en Convenios Internacionales.

La pena será de prisión de cinco (5) a quince (15) años y multa de dos (2) a diez (10) veces el monto de la operación. Asimismo, se aplicarán a las personas jurídicas las mismas penas descritas para el delito de lavado de activos.

La misma pena de prisión y multa se aplicará también a quien elabore, produzca, fabrique, desarrolle, posea, suministre, exporte, importe, almacene, transporte, transfiera, emplee o, de cualquier forma, haga proliferar, aumente, reproduzca o multiplique las armas de destrucción masiva a que se refiere el inciso vi) anterior, sus sistemas vectores y los materiales relacionados destinados a su preparación.

Las penas establecidas se aplicarán con independencia de la comisión del delito al que se destinaba la financiación y, si se comete este último, aunque los bienes o el dinero no se hayan utilizado para su comisión.

Si la escala de penas prevista para el delito financiado o que se pretende financiar es inferior a la establecida en este artículo, se aplicará al caso la escala de penas del delito de que se trate.

Las disposiciones de esta sección se aplicarán incluso cuando el delito que se financia o se pretende financiar tenga lugar fuera del ámbito espacial de aplicación de la LAC, o cuando en el caso de los párrafos (ii) y (iii) la organización o el individuo se encuentre fuera del territorio nacional, siempre que el acto también haya sido punible en la jurisdicción competente para su enjuiciamiento.

*Sujetos Obligados a informar y colaborar con la UIF*

La Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva, en línea con los estándares internacionales de PLA/FT/FP, no se limita a designar a la UIF como el organismo a cargo de prevenir el lavado de activos, la financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva, sino que también establece determinadas obligaciones a diversas entidades del sector público y privado, que son designados como sujetos obligados legalmente a informar a y colaborar con la UIF.

De acuerdo con la Ley de Prevención de Lavado de Activos, Financiamiento del Terrorismo y de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva, las siguientes personas, entre otras, son sujetos obligados ante la UIF: (i) bancos, entidades financieras y compañías de seguros; (ii) agencias de cambio y personas físicas y jurídicas autorizadas por el BCRA a intervenir en la compra-venta de moneda extranjera con fondos en efectivo o cheques emitidos en moneda extranjera o a través del uso de tarjetas de débito o crédito o en la transferencia de fondos dentro o fuera del territorio nacional; (iii) proveedores de servicios de activos virtuales, proveedores de créditos no financieros, emisores, operadores y/o proveedores de servicios de cobro y/o pago, agentes depositarios centrales de valores y proveedores de servicios corporativos y fiduciarios; (iv) agentes de liquidación y compensación, agentes de negociación, agentes de liquidación y compensación; las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de fondos comunes de inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho organismo; plataformas de financiamiento colectivo, agentes asesores globales de inversión y las personas jurídicas que actúen como fiduciarios financieros cuyos valores fiduciarios cuenten con autorización de oferta pública de la CNV, y los agentes registrados por el mencionado organismo de contralor que intervengan en la colocación de valores negociables emitidos en el marco de los fideicomisos financieros antes mencionados; (v) organizaciones gubernamentales tales como el BCRA, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGJ; y (vi) profesionales del área de ciencias económicas, abogados y escribanos públicos.

La norma establece que no se considerará como sujeto obligado a aquellos agentes registrados ante la CNV bajo la subcategoría de Agentes de Liquidación y Compensación –Participante Directo-, siempre que su actuación se limite exclusivamente a registrar operaciones en contratos de futuros y contratos de opciones sobre futuros, negociados en mercados bajo supervisión de esa comisión, por cuenta propia y con fondos propios; y no ofrezcan servicios de intermediación, ni la apertura de cuentas operativas a terceros para cursar órdenes y operar los instrumentos señalados; ello en atención a lo dispuesto por la Resolución General CNV N° 816/2019 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

Los sujetos obligados tienen los siguientes deberes:

(i) Recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio, residencia y demás datos que en cada caso se estipulen (lo cual deberá traducirse en una política de “conozca a su cliente” o “**KYC**”, por sus siglas en inglés).

(ii) Reportar a la UIF, sin demora alguna, todo hecho u operación, sean realizados/as o tentados/as, sobre los/las que se tenga sospecha o motivos razonables para sospechar que los bienes u otros activos involucrados provienen o están vinculados con un ilícito penal o están relacionados con la financiación del terrorismo, o con el financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva, o que, habiéndose identificado previamente como inusuales, luego del análisis y evaluación realizados por el sujeto obligado, no permiten justificar la inusualidad.

Dentro del marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, o de una declaración voluntaria, de una declaración voluntaria o del intercambio de información con organismos análogos extranjeros, las personas físicas y jurídicas antes mencionadas no pueden abstenerse de divulgar a la UIF ninguna información que se les requiera alegando que dicha información se encuentra sujeta a secreto bancario, cambiario o profesional o acuerdos de confidencialidad de naturaleza legal o contractual similares.

En caso de no comunicar una transacción sospechosa, se aplicará una multa de entre 1 y 10 veces el valor total de los activos de la transacción. En el caso de otras infracciones (por incumplimiento formal), las cantidades fijas como unidad de

medida de la multa se sustituyen por módulos actualizables anualmente.

Se incluyen las siguientes sanciones (i) apercibimiento; (ii) apercibimiento con obligación de publicar la parte dispositiva de la resolución; y (iii) para los responsables de cumplimiento, inhabilitación de hasta 5 años para el ejercicio de funciones en tal condición.

(iii) Abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se estén realizando en cumplimiento de la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo.

(iv) Registrarse ante la UIF.

(v) Documentar los procedimientos de PLA/FT/FP, estableciendo manuales internos que reflejen las tareas a desarrollar, asignando las responsabilidades funcionales que correspondan, en atención a la estructura del sujeto obligado, y teniendo en cuenta un enfoque basado en riesgos.

(vi) Designar oficiales de cumplimiento que serán responsables ante la UIF del cumplimiento de las obligaciones establecidas por la presente ley. Las personas designadas deberán integrar el órgano de administración de la entidad. Su función es la de formalizar las presentaciones que deban efectuarse en el marco de las obligaciones establecidas por la ley y las directivas e instrucciones emitidas en consecuencia. No obstante ello, la responsabilidad del cumplimiento de las obligaciones de la presente ley es solidaria e ilimitada para la totalidad de los integrantes del órgano de administración. En el supuesto de que el sujeto obligado se trate de una sociedad no constituida de conformidad con lo establecido en la Ley General de Sociedades 19.550, t.o. 1984 y sus modificatorias, u otra estructura con o sin personería jurídica, la obligación de informar recae en cualquiera de sus socios de la misma.

(vii) Obtener información y determinar el propósito y la naturaleza de la relación establecida con el cliente.

(viii) Determinar el riesgo de lavado de activos, de financiación del terrorismo y de financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva asociados a los clientes; los productos, servicios, transacciones, operaciones o canales de distribución; las zonas geográficas involucradas; realizar una autoevaluación de tales riesgos e implementar medidas idóneas para su mitigación.

(ix) Realizar una debida diligencia continua de la relación comercial, contractual, económica y/o financiera y establecer reglas de monitoreo que permitan examinar las transacciones realizadas durante todo el transcurso de la relación, para asegurar que las mismas sean consistentes con el conocimiento que el sujeto obligado tiene sobre el cliente, su actividad y su perfil de riesgo, incluyendo, cuando sea necesario, el origen de los fondos.

(x) Identificar a las personas humanas que ejercen funciones de administración y representación del cliente y a aquellas que posean facultades de disposición.

(xi) Adoptar medidas específicas a efectos de mitigar el riesgo de lavado de activos, financiación del terrorismo y financiamiento de la proliferación de armas de destrucción masiva, cuando se establezca una relación o se contrate un servicio y/o producto con clientes que no han estado físicamente presentes para su identificación.

(xii) Contar con sistemas apropiados de gestión de riesgo para determinar si el cliente o el/los beneficiario/s final/es es/son una persona expuesta políticamente.

(xiii) Determinar el origen y licitud de los fondos.

(xix) Conservar, por un período mínimo de diez (10) años, en forma física o digital, todos los registros necesarios sobre las transacciones, tanto locales como internacionales, para poder cumplir rápida y satisfactoriamente con los pedidos de información efectuados por la UIF y/u otras autoridades competentes. Estos registros deben ser suficientes para permitir la reconstrucción de las transacciones individuales de manera tal que sirvan como evidencia. También deberán conservar todos los registros obtenidos a través de medidas de debida diligencia del cliente, legajos de clientes y correspondencia comercial, incluyendo los resultados de los análisis que se hayan realizado.

Si el sujeto obligado no pudiera cumplir con las obligaciones previstas en los puntos (i), (vii), (viii) e (ix) mencionados, ello deberá entenderse como impedimento para el inicio o la continuación de la relación con el cliente, sin perjuicio de que deberán realizar un análisis adicional para decidir si corresponde efectuar un reporte de operación sospechosa ante la UIF.

De acuerdo con el Anexo I de la Resolución Nº61/2023 de la UIF (que establece el mecanismo de supervisión e inspección de la UIF), tanto el BCRA como la CNV son considerados "Órganos de Contralor Específicos". En tal carácter, deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de PLA/ FT por parte de los sujetos obligados sujetos a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades. La denegatoria, entorpecimiento u obstrucción de las inspecciones por parte de los sujetos obligados podrá dar lugar sanciones administrativas por parte de la UIF y a sanciones penales.

El BCRA y la CNV deben cumplir asimismo con las normas sobre PLA/ FT establecidas por la UIF, incluyendo el reporte de operaciones sospechosas. A su vez, los sujetos obligados regulados por estos organismos se encuentran sujetos a las Resoluciones UIF N° 14/2023 y 78/2023, respectivamente. Dichas normas establecen los lineamientos que dichas entidades deberán adoptar y aplicar para gestionar, de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiación del terrorismo.

Fundamentalmente, las mencionadas normas cambian el enfoque de cumplimiento normativo formalista por un "Enfoque Basado en Riesgos", en base a las recomendaciones revisadas por el Grupo de Acción Financiera Internacional (el "**GAFI**") en el año 2012, con el fin de asegurar que las medidas implementadas sean proporcionales a los riesgos identificados. Por tanto, los sujetos obligados deberán identificar y evaluar sus riesgos y en función de ello, adoptar medidas de administración y mitigación de los mismos, a fin de prevenir de manera más eficaz el lavado de activos y la financiación del terrorismo. Asimismo, se receptan las disposiciones de la Resolución UIF N° 4/17, estableciendo la posibilidad de llevar a cabo procedimientos de *due diligence* especiales respecto de clientes supervisados en el extranjero (antes denominados "inversores internacionales") y clientes locales que sean sujetos obligados ante la UIF.

La Resolución 14/2023, que establece normas específicas para el sector financiero, entre otras cosas, prohíbe el mantenimiento de cuentas anónimas o cuentas bajo nombres ficticios, subraya la necesidad de aplicar a los clientes medidas reforzadas de diligencia debida acordes con los riesgos identificados, y prevé la posibilidad de que las instituciones financieras recurran a terceros para llevar a cabo determinadas medidas de diligencia debida.

En octubre de 2021, la UIF publicó la Resolución 112/2021 por la que se establecen determinadas medidas y procedimientos que deben observar todos los sujetos obligados para identificar a los beneficiarios finales. La Resolución, en su artículo 2, define beneficiario final en los siguientes nuevos términos: "La/s persona/s humana/s que posea/n como mínimo el 10% del capital o de los derechos de voto de una persona jurídica, fideicomiso, fondo de inversión, patrimonio de afectación y/o cualquier otra estructura jurídica; y/o la/s persona/s que por otros medios ejerce/n el control último de la sociedad". Agrega que "[s]e entenderá como control final al ejercido, de manera directa o indirecta, por una o más personas humanas mediante una cadena de titularidad y/o a través de cualquier otro medio de control y/o cuando, por circunstancias de hecho o derecho, la/s misma/s tenga/n la potestad de conformar por sí la voluntad social para la toma de las decisiones por parte del órgano de gobierno de la persona jurídica o estructura jurídica y/o para la designación y/o remoción de integrantes del órgano de administración de las mismas.

Asimismo, "[c]uando no sea posible individualizar a aquella/s persona/s humana/s que revista/n la condición de Beneficiario/a Final conforme a la definición precedente, se considerará Beneficiario/a Final a la persona humana que tenga a su cargo la dirección, administración o representación de la persona jurídica, fideicomiso, fondo de inversión, o cualquier otro patrimonio de afectación y/o estructura jurídica, según corresponda. Ello, sin perjuicio de las facultades de la UIF para verificar y supervisar las causas que llevaron a la no identificación de el/la Beneficiario/a Final (…)".

Todas las sociedades, personas jurídicas u otras entidades contractuales o estructuras jurídicas que desarrollen actividades en Argentina y/o posean bienes y/o activos ubicados y/o colocados en Argentina, deberán informar sus beneficiarios finales, a los fines de su incorporación en el registro público de beneficiarios finales. Todas las personas físicas o jurídicas que desarrollen actividades como prestadores de servicios de activos virtuales, deberán informar sobre sus actividades, a los fines de su incorporación en el registro de prestadores de servicios de activos virtuales.

**f) Obligaciones Negociables**

A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad ha emitido 14 clases de Obligaciones Negociables bajo su Régimen de Emisor Frecuente, por un monto equivalente a US$ 741.494.410. En la siguiente tabla se resumen los principales términos y condiciones de las obligaciones negociables de la Sociedad:

| Obligaciones Negociables | Capital emitido a la fecha del presente Prospecto (en millones de US$) | Capital en circulación a la fecha del presente Prospecto (en millones de US$) | Tasa de interés | Fecha de Emisión | Vencimiento |
|---|---|---|---|---|---|
| Clase XXXI | US$ 366.118.638 | 256.283.046 | 8,75% | 02/09/2021 | 02/09/2027 |
| Clase XXXII | US$ 48.971.674 | US$ 0 | 3,50% | 10/08/2021 | 10/08/2023 |
| Clase XXXIV | US$ 15.605.522 | 3.901.380 | 6,00% | 10/08/2021 | 10/08/2024 |
| Clase XXXV | US$ 17.300.000 | 17.300.000 | 0,00% | 23/12/2021 | 23/12/2024 |
| Clase XXXV Adicionales | US$ 20.884.061 | 20.884.061 | 0,00% | 11/11/2022 | 23/12/2024 |
| Clase XXXVI | US$ 50.000.000 | 50.000.000 | 5,65% | 23/12/2021 | 23/12/2031 |
| Clase XXXVII | US$ 29.917.476 | 29.917.476 | 0,00% | 11/11/2022 | 11/11/2026 |
| Clase XXXVIII | US$ 73.432.000 | 73.432.000 | 4,5% | 10/02/2023 | 10/02/2033 |
| Clase XXXIX | US$ 30.000.000 | 30.000.000 | 2% | 14/07/2023 | 14/07/2028 |
| Clase XL | US$ 10.867.627 | 10.867.627 | 5,5% | 14/07/2023 | 14/07/2025 |
| Clase XLI | US$ 30.000.000 | 30.000.000 | 0% | 14/07/2023 | 14/07/2026 |
| Clase XLII | US$ 15.196.669 | 15.196.669 | 0% | 16/11/2023 | 16/05/2027 |
| Clase XLIII | US$ 20.697.951 | 20.697.951 | 6,25% | 08/03/2024 | 08/03/2027 |
| Clase XLIV | US$ 12.502.792 | 12.502.792 | 5% | 08/03/2024 | 08/03/2026 |

Para mayor información acerca del monto en circulación remanente de las Obligaciones Negociables de la Sociedad, por favor véase la sección; *"IX. Antecedentes Financieros; Obligaciones Negociables"* del presente Prospecto.

**g) Declaración por parte de expertos.**

No existen expertos o asesores que hayan sido designados sobre una base contingente, posean acciones de Genneia o de sus subsidiarias, o tengan un interés económico importante, directo o indirecto, en Genneia o sus subsidiarias.

**h) Documentos a disposición.**

Podrán solicitarse copias del Prospecto y estados financieros de la Emisora referidos en el Prospecto, así como también los Suplementos de Precio en la sede social de la Emisora sita en Nicolás Repetto 3676, 3er. Piso, Olivos, Provincia de Buenos Aires, Argentina, en días hábiles en el horario de 10 a 18 hs., teléfono/fax +54 11 6090-3200. Asimismo, el Prospecto definitivo estará disponible en el Boletín Diario de la BCBA (www.bolsar.com), la página web de la CNV (www.argentina.gob.ar/cnv) en el ítem "Información Financiera" de la AIF, en la página web de la Emisora (www.genneia.com.ar), en el boletín electrónico del MAE y en la página web de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo (www.bourse.lu).

**i) Hechos Recientes.**

(1) *Designación de Director de Operaciones y Mantenimiento.*

La Sociedad informó mediante hecho relevante cargado en la AIF bajo ID N° 3178689 (de fecha 9 de abril de 2024) la designación del Sr. Eduardo Iannaccio, como nuevo Director de Operaciones y Mantenimiento de la Sociedad y que el Sr. Francisco Pelayo Alvarez continuará desempeñándose como Director de Proyectos e Ingeniería de la Sociedad.

(2) En 2023, la Sociedad adquirió el derecho para el desarrollo del parque solar Los Molles, con una capacidad instalada de 93 MW, y ubicado unos 9 km al noroeste de la ciudad de Malargüe y a 320 km de la capital de la provincia de Mendoza. Asimismo, el proyecto goza de una prioridad de despacho de 60 MW, y suministrará energía a grandes usuarios industriales en el MATER.

La Compañía estima una inversión de capital preliminar de alrededor de US$ 90 millones, siendo el COD previsto para el primer semestre 2025.

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

El día 21 de diciembre de 2023 se publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina el decreto de necesidad y urgencia N° 70/2023 – denominado "Bases para la Reconstrucción de la Economía Argentina" (el "**DNU 70**") que introdujo reformas de relevancia en diversos regímenes normativos vinculados a distintas materias. Las reformas introducidas por el DNU 70 se basan en tres ejes centrales, de acuerdo con lo que se indica en su redacción: (i) se declara la emergencia económica, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025, (ii) se promueve la desregulación del comercio, los servicios y la industria en todo el territorio nacional, y (iii) se busca fomentar un mayor relacionamiento comercial de la República Argentina con la comunidad internacional. El DNU 70 entró en vigencia a los ocho (8) días corridos de su publicación en el Boletín Oficial, es decir, el 29 de diciembre de 2023.

Entre los principales puntos del DNU 70, y sin perjuicio de los puntos tratados en otras secciones del presente Prospecto, cabe destacar las siguientes modificaciones:

Se introducen las siguientes modificaciones al Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica, aprobado por la Ley N° 27.424: (a) Se derogan los arts. 16 a 37 de la ley, relativos a (i) la creación del fondo fiduciario público denominado Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida ("**FODIS**"); (i) los beneficios promocionales a ser implementados a través del FODIS; y la creación del Régimen de Fomento para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida a partir de fuentes renovables ("**FANSIGED**"); (b) Se faculta a la Secretaría de Energía a redeterminar la estructura de subsidios vigentes a fin de asegurar a los usuarios finales el acceso al consumo básico y esencial de energía eléctrica y gas natural. El beneficio deberá considerar principalmente un porcentaje de los ingresos del grupo conviviente, en forma individual o conjunta para la energía eléctrica y el gas natural, que será establecido por la reglamentación. Para calcular el costo de los consumos básicos se considerarán las tarifas vigentes en cada punto de suministro; y (c) se faculta a la Secretaría de Energía a definir los mecanismos específicos para materializar la asignación y percepción de subsidios por parte de los usuarios.

2) En materia de desregulación económica, entre otros puntos, se derogaron las siguientes leyes y/o artículos:

(i) Ley N° 26.992 – Ley de Observatorio de Precios, que creaba el Observatorio de Precios cuyo objeto era monitorear, relevar y sistematizar los precios y la disponibilidad de insumos, bienes y servicios que son producidos, comercializados y prestados en el territorio de la Nación y le permitía a dicho Ente recomendar requerimientos de información particulares a las empresas;

(ii) Ley N° 27.221 – Ley de Locación de Inmuebles con fines turísticos, que establecía que los contratos de locación de inmuebles que se celebren con fines turísticos, descanso o similares y cuyo plazo sea inferior a tres (3) meses se regirían por las normas aplicables al contrato de hospedaje. De este modo, a partir de ahora se les aplican idénticas normas a todos los contratos de locación (principio de libertad de contratación entre las partes);

(iii) Ley N° 27.545 – Ley de Góndolas, a partir de la cual se establecían determinadas reglas para la exhibición de alimentos, bebidas, productos de higiene personal y artículos de limpieza del hogar en las góndolas de los comercios;

(iv)Ley N° 20.680 – Ley de Abastecimiento, que le otorgaba a la Secretaría de Comercio la facultad de imponer severas medidas regulatorias como, por ejemplo, la fijación de precios mínimo o máximos (o márgenes de rentabilidad), o la obligación de producir, distribuir y comercializar en niveles o cuotas establecidas por aquélla; ello, además de las sanciones de naturaleza pecuniaria allí establecidas;

(v)Artículo 2 de la ley N° 21.799 - Carta orgánica del Banco de la Nación Argentina, que establecía que los depósitos judiciales de los Tribunales Nacionales en todo el país (excepto en jurisdicción de la Capital Federal) y ciertos depósitos de fondos en moneda extranjera de organismos del Estado Nacional o empresas con participación estatal, debían hacerse en el Banco de la Nación Argentina; y

(vi)Artículos 5, 7, 8, 9, 17, 32, 35, 53 y 54 de Ley N° 25.065 - Ley de Tarjetas de Crédito. El DNU 70 sustituyó una serie de artículos de la mencionada ley, y redefinió el sistema de Tarjeta de Crédito, estableciendo nuevas regulaciones, incluyendo la obligación de divulgar la tasa de financiación, la no capitalización de intereses punitorios y la emisión de resúmenes mensuales detallados;

3) En materia de reforma del estado, entre otros puntos, se resolvió la derogación de los siguientes cuerpos normativos:

(i) Decreto-Ley N° 15.349/46 - Régimen de sociedades de economía mixta;

(ii) Ley N° 13.653 - Régimen de funcionamiento de empresas del Estado;

(iii) Ley N° 14.499 - Ley de haberes a los jubilados y pensionados aplicables a cajas nacionales; y

(iv) Ley N° 20.705 - Ley de sociedades del Estado.

Adicionalmente, se introdujeron ciertas modificaciones a la ley N° 23.696 y a la ley N° 19.550 en relación con la transformación de empresas del Estado en sociedades anónimas. Las sociedades o empresas con participación del Estado se transformarán en sociedades anónimas y estarán sujetas a las prescripciones de la Ley N° 19.550, en igualdad de condiciones con las sociedades sin participación estatal y sin prerrogativa pública alguna. Se modifica el inc. 3 del art. 299 de la Ley N° 19.550, estableciendo que las sociedades de participación estatal estarán sujetas a fiscalización estatal permanente. A su vez, las empresas en las que el Estado Nacional sea parte no gozarán de ninguna prerrogativa de derecho público ni podrá el Estado Nacional disponer ventajas en la contratación o en la compra de bienes y servicios, ni priorizar u otorgar beneficios de ningún tipo, alcance o carácter en ninguna relación jurídica en la que intervenga.

4) En materia laboral, se realizaron modificaciones a las siguientes leyes, entre otras:

(i) Ley N° 24.013 – Registro Laboral

(ii)Ley N° 20.744 – Ley de Contrato de Trabajo

(iii)Ley N° 14.250 – Convenciones Colectivas de Trabajo

(iv)Ley N° 23.551 – Asociaciones Sindicales

(v)Ley N° 27.555 – Régimen Legal del Contrato de Teletrabajo.

Con fecha 30 de enero de 2024, la Cámara del Trabajo resolvió el amparo planteado por la Confederación General del Trabajo (la "**CGT**") declarando la inconstitucionalidad del capítulo 4 (correspondiente a la sección laboral) del DNU 70. No obstante, la presente sentencia no se encuentra firme a la fecha del presente Prospecto.

5) Por otra parte, bajo el Título X "Justicia" del DNU 70 se derogó la Ley Nacional N° 27.551 - Ley de Alquileres, que había sido dictada en el año 2020 y se introdujeron modificaciones en el Código Civil y Comercial de la Nación, según lo que se indica a continuación:

(i) Se modifican los artículos 765 y 766, relativos a las obligaciones de dar dinero, estableciendo (i) que el deudor solo se libera de su obligación si entrega las cantidades comprometidas en la moneda pactada, sea o no de curso legal en la República Argentina, y (ii) que los jueces no pueden modificar la forma de pago o la moneda pactada por las partes;

(ii) Se modifica el artículo 958 relativo a la libertad de contratación, estableciendo que (i) las partes son libres para celebrar un contrato y determinar su contenido dentro de los límites impuestos por la ley o el orden público, y (ii) que las normas legales siempre son de aplicación supletoria a la voluntad de las partes, aunque la ley no lo determine en forma expresa para un tipo contractual determinado, salvo que la norma sea expresamente imperativa y siempre con interpretación restrictiva;

(iii) Se modifica el artículo 960, estableciendo que los jueces no tendrán facultades para modificar las estipulaciones de los contratos, excepto que sea a pedido de una de las partes cuando lo autoriza la ley.

6) Asimismo, mediante el DNU 70 se introdujeron modificaciones en materia de comercio exterior, (incluyendo modificaciones al Código Aduanero), bioeconomía, minería, aerocomercio, salud, comunicación y turismo, entre otros.

La facultad de emitir decretos de necesidad y urgencia se trata de una disposición de carácter legislativo reconocida al Presidente de la Nación a través del artículo 99 inciso 3 de la Constitución Nacional y que solo puede utilizarse en aquellas circunstancias excepcionales o de emergencia en las que resulta imposible seguir los trámites ordinarios de sanción de

leyes.

En este sentido, en tanto se trata de una medida de carácter excepcional, este tipo de decretos deben ser decididos en acuerdo general de ministros y contar con el refrendo conjunto de los mismos y del jefe de gabinete.

Una vez emitido, el Decreto de Necesidad y Urgencia debe ser sometido a la consideración de la Comisión Bicameral Permanente del Poder Legislativo dentro de los diez (10) días, la que deberá expedirse respecto de su validez en idéntico plazo y elevar sus conclusiones al plenario de cada Cámara para su tratamiento. Cabe destacar que el dictamen de la Comisión deberá tratar expresamente la adecuación del decreto a los requisitos formales y sustanciales establecidos por la Constitución Nacional.

El Congreso Nacional tiene la facultad de rechazar el decreto de necesidad y urgencia, para lo cual requiere el rechazo expreso de ambas Cámaras. Es decir, si sólo una de las Cámaras expresa su rechazo, el Decreto mantiene su vigencia. Lo mismo sucede si alguna de las Cámaras no se pronuncia al respecto. A su vez, cabe aclarar que el Congreso puede aprobar o rechazar el Decreto en su totalidad, pero no puede introducir enmiendas, agregados o modificaciones. A la fecha del presente Prospecto, el DNU 70 fue analizado por la Cámara de Senadores el pasado 14 de marzo, en donde obtuvo 42 votos en contra, 25 a favor y 4 abstenciones, y aunque fue rechazado seguirán teniendo validez legal los derechos adquiridos durante su vigencia. El DNU 70 deberá ser analizado a su vez por la Cámara de Diputados.

Si bien el Decreto 70 se encuentra vigente, diferentes asociaciones sindicales y civiles han iniciado acciones judiciales tendientes a obtener medidas cautelares que limiten la vigencia de algunos artículos del Decreto 70. A la fecha del presente Prospecto es difícil predecir el resultado definitivo de las acciones iniciadas y su impacto sobre la vigencia del Decreto 70.

En el hipotético caso que la Cámara de Diputados también rechazase el Decreto, dicho rechazo produce efectos a partir de ese momento y no de forma retroactiva, por lo que quedan a salvo los derechos adquiridos durante su vigencia.

Decreto N°76/2023

En fecha 26 de diciembre de 2023, mediante el decreto 76/2023, el presidente Javier Milei convocó al Honorable Congreso de la Nación a Sesiones Extraordinarias desde el 26 de diciembre de 2023 hasta el 31 de enero de 2024. Mediante el decreto 57/2024, de fecha 22 de enero de 2024, el Gobierno prorrogó el período de Sesiones Extraordinarias hasta el 15 de febrero de 2024.

Dentro de los asuntos comprendidos a ser tratados en el mencionado período, se destacan, entre otros, los siguientes proyectos de ley:

- Proyecto de Ley de reforma de las funciones del Estado.
- Proyecto de Ley modificatorio de su similar N° 19.945 respecto de establecer la Boleta Única de Papel
- Proyecto de “Ley de Impuestos a Ingresos Personales”
- Proyecto de Ley por el cual se solicita autorización para que el señor Presidente de la Nación pueda ausentarse del país durante el año 2024, cuando razones de gobierno lo requieran.
- Proyectos de ley para evitar la doble imposición con respecto a los Impuestos sobre la Renta y la Prevención de la Evasión y la Elusión Fiscal entre Argentina y los siguientes países: Japón, el Gran Ducado de Luxemburgo, la República Popular China y la República de Turquía.
- Proyecto de Ley por el cual se aprueba el Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones entre la República Argentina y los Emiratos Árabes Unidos, suscripto en la ciudad de Abu Dhabi, Emiratos Árabes Unidos, el 16 de abril de 2018.

Proyecto de Ley de “Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos”.

El 27 de diciembre de 2023 el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el mensaje 7/2023, remitió al Congreso de la Nación el Proyecto de Ley de “Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos” (el “**Proyecto de Ley**”)

El Proyecto de Ley declara la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, social, previsional, de seguridad, defensa, tarifaria, energética, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025 prorrogables por dos años adicionales y delega una serie de facultades legislativas en el Poder Ejecutivo Nacional hasta tanto dure la emergencia.

Mediante el Proyecto de Ley, en su primera presentación, se han propuesto una serie de modificaciones con el objetivo de promover la libertad económica, la protección del derecho de propiedad, la producción y el desarrollo, junto con el impulso

de la interacción libre entre la oferta y la demanda como modo de ordenamiento y reactivación de la economía. Además, se planteó la reconsideración de las funciones del Estado en los distintos sectores de la sociedad.

En su primera presentación al Congreso, el Proyecto de Ley promovía, entre otras cuestiones:

- La ampliación de facultades del Poder Ejecutivo Nacional en el marco de la emergencia declarada a los efectos de que pueda concentrar en un solo régimen el sistema nacional de contrataciones públicas y que posea facultades para reorganizar la Administración Pública Nacional;

- En línea con el punto anterior, atendiendo la necesidad de concentrar la actividad del Estado en sus funciones esenciales, se dispone la privatización de determinadas empresas públicas, en los términos y con los efectos de la Ley N° 23.696 de Reforma del Estado. Dentro de las empresas detalladas en el Anexo I del Proyecto de Ley, cabe mencionar:
  1) YPF S.A.
  2) Aerolíneas Argentinas S.A.
  3) Agua y Saneamientos Argentinos S.A.
  4) Banco de la Nación Argentina

- Por otra parte, se faculta al Poder Ejecutivo Nacional a disponer por razones de emergencia la renegociación o en su caso rescisión de los contratos de cualquier tipo que generen obligaciones a cargo del Estado, celebrados con anterioridad al 10 de diciembre de 2023 por cualquier órgano o ente descentralizado de la Administración Pública nacional, con excepción de los contratos suscritos en virtud de los procesos de privatización autorizados por la Ley N° 23.696 y que estén regidos en sus prestaciones por marcos regulatorios establecidos por ley; así como por aquéllos que cuenten con financiamiento internacional;

- La actualización de la Ley General de Sociedades N° 19.550. Entre las modificaciones más relevantes, el Proyecto de Ley propone la incorporación como sociedad unipersonal a las sociedades de Responsabilidad Limitada, a fin de facilitar la radicación de empresas extranjeras y se derogan todas las formas societarias especiales con participación estatal, ya que las mismas se transforman en sociedades anónimas de derecho privado.

- La creación del Régimen de Regularización de Obligaciones Tributarias, Aduaneras y de la Seguridad Social con el fin de lograr el pago voluntario de las obligaciones. En este marco, se prevé la posibilidad de que los contribuyentes y responsables se acojan al régimen, obteniendo distintos beneficios según la modalidad de la adhesión y el tipo de deuda que registren.

- La consolidación en el Estado Nacional de las tenencias de títulos de deuda pública de titularidad de las entidades del Sector Público Nacional comprendido en el artículo 8° de la Ley No. 24.156, y el Fondo de Garantía de la Sustentabilidad creado por el Decreto No. 897/2007.

- A los efectos de cumplir con los objetivos de emisiones netas absolutas de Gases Efectos Invernadero (GEI) comprometidos por la República Argentina en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional en el marco del Acuerdo de París, se faculta al Poder Ejecutivo Nacional a asignar derechos de emisión de GEI a cada sector y subsector de la economía compatibles con el cumplimiento de las metas de emisiones de GEI comprometidas por el país para el 2030 y sucesivas.

- La creación del Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI) por medio del cual se otorgarán incentivos a los titulares y/u operadores de grandes inversiones en proyectos nuevos o ampliaciones de existentes que adhieran a dicho régimen.

- Por último, se ratifica el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 70/23.

En posteriores presentaciones al Congreso de la Nación, el Gobierno Nacional propuso modificaciones al Proyecto de Ley tras el debate legislativo, entre ellas se promovió:

- La exclusión de YPF S.A. del listado de empresas públicas a ser privatizadas

- La privatización parcial de Banco de la Nación Argentina, de Empresa Argentina de Soluciones Satelitales Sociedad Anónima AR-SAT (ARSAT) y de Nucleoeléctrica Argentina S.A.; las empresas previamente mencionadas seguirán

sujetas a control estatal.

- Mantener sometidas al proceso de privatización a las empresas listadas en el Anexo I del Proyecto de Ley, y a aquellas indicadas en el Anexo II del Proyecto de Ley con ciertas restricciones.

Después de intensas negociaciones y cambios de último minuto solicitados por la oposición, el Gobierno presentó la versión final del Proyecto de Ley que se debatió en la Cámara de Diputados donde se han eliminado, entre otras cuestiones, el capítulo fiscal, excluyendo temas como el blanqueo de capitales, aumento de retenciones, moratoria y cambios en la ley de impuesto a las ganancias y en la fórmula jubilatoria. Se retiró también la suspensión de la fórmula de movilidad y la propuesta de modificación del impuesto a las ganancias. La iniciativa original elevaba los derechos de exportación, pero este aspecto fue eliminado debido a desacuerdos en el capítulo económico. Se redujeron de 11 a 9 las emergencias declaradas (no se declara emergencia en materias de defensa, social o sanitaria), y se mantuvieron cambios en salud pública, defensa de la competencia, hidrocarburos, biocombustibles y otros, mientras se excluyeron al Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria y al Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas de las facultades de disolución. Además, se limitaron las facultades sobre prórroga de jurisdicción y rescisión de contratos.

La Cámara de Diputados aprobó la primera presentación del proyecto de ley en general con 144 votos a favor y 109 en contra. Sin embargo, al realizarse el análisis artículo por artículo, fue rechazado y se mocionó enviar el proyecto de ley nuevamente a comisión. La moción fue aceptada, y el proyecto de ley fue tratado nuevamente en comisión y luego por la Cámara de Diputados, donde fue sometido a trámite ordinario para una nueva votación como si no hubiese recibido sanción alguna.

Luego de mantener diversas conversaciones y buscar consensos con bloques aliados, el Poder Ejecutivo Nacional volvió a ingresar una nueva versión del Proyecto de Ley ante la Cámara de Diputados con fecha 9 de abril de 2024. Dentro de los puntos principales, se destacan:

- La declaración de emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética por el plazo de un año;
- La reducción del listado de las empresas a ser privatizadas total y parcialmente;
- El dictado de la Ley de Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes, con reformas en materia de bienes personales, ganancias y un blanqueo de capitales; y
- La restitución de la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias.

Para que el Proyecto de Ley sea aprobado, el gobierno actual debe forjar alianzas con las demás asociaciones políticas para obtener los votos necesarios que faltan para que entre en vigor.

El 30 de abril de 2024, el Proyecto de Ley obtuvo media sanción en la Cámara de Diputados, siendo aprobado con un total de 142 votos afirmativos y 106 en contra. A su vez, el proyecto de reforma tributaria “Ley de Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes” también obtuvo media sanción en la Cámara de Diputados.

El Proyecto de Ley y el proyecto de Ley de Medidas Fiscales Paliativas y Relevantes ahora deberán ser tratados por la Cámara de Senadores y, para que sea aprobado, el gobierno actual deberá continuar forjando alianzas con las demás asociaciones políticas para obtener los votos necesarios que faltan para que entre en vigor.

Es difícil prever el impacto social, político o económico de las medidas anunciadas e implementadas por el gobierno hasta la fecha y/o las medidas futuras y/o el resultado del ambicioso esquema de desregulación que se pretende implementar mediante el Decreto 70 y el Proyecto de Ley mencionado anteriormente. Tales medidas podrían afectar la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad. A la fecha del presente Prospecto, no podemos garantizar que la Ley de “Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos” obtenga la aprobación por la Cámara de Senadores.

Resoluciones SE N°58/2024, 66/2024 y 77/2024

Con fecha 8 de mayo de 2024, la SE publicó en el Boletín Oficial la Resolución N°58/2024 (la "Resolución") estableciendo un régimen de pagos excepcional, transitorio y único para el saldo de las transacciones económicas adeudadas a los agentes del MEM por los períodos de diciembre de 2023, enero de 2024 y febrero 2024, instruyendo a CAMMESA a elaborar y determinar con cada uno de los acreedores del MEM, tales como la Sociedad, los importes correspondientes a cada uno de ellos mediante la suscripción de acuerdos individuales.

La Resolución establece que una vez acordado el monto de la deuda y suscripto un acuerdo respecto del mismo, los créditos de diciembre 2023 y enero 2024 serán abonados mediante la entrega de bonos AE38 (los cuales actualmente cotizan a aproximadamente el 50% de su valor nominal), estableciéndose el tipo de cambio a la fecha de suscripción del acuerdo, y los créditos correspondientes al mes de febrero se abonarán en efectivo.

Por su parte, la Resolución N° 66/2024 publicada el 8 de mayo de 2024 modifica la Resolución (i) extendiendo el plazo de 2 a 5 días hábiles para que CAMMESA negocie con cada uno de los acreedores del MEM; (ii) extendiendo el plazo de 5 a 20 días hábiles el plazo de pago de las transacciones económicas de diciembre 2023 y enero 2024 desde la firma de cada acuerdo individual con cada agente del MEM; y (iii) extendiendo de 2 a 5 días hábiles el plazo para que CAMMESA determine con cada uno de los deudores del MEM los importes correspondientes a cada uno de ellos correspondientes a las facturas de energía eléctrica, con vencimiento en los meses de febrero, marzo y abril de 2024 respectivamente.

Por último, la Resolución N° 77/2024 publicada el 17 de mayo de 2024 prorroga el plazo para aceptar la propuesta aquí descripta hasta el próximo jueves 23 de mayo de 2024.

## XII. INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA

La siguiente documentación se considerará incorporada por referencia y parte del presente Prospecto conforme el art. 79 de la Sección VIII del Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV:

- Los estados financieros consolidados auditados de la Emisora correspondientes a los últimos tres ejercicios anuales auditados finalizados el 31 de diciembre de 2023 y 2022 bajo el ID 3164243, y 31 de diciembre de 2021 bajo el ID 3015392, tal como fueron presentados ante la CNV, junto con los correspondientes informes de la Comisión Fiscalizadora y los informes de los auditores independientes emitidos por Deloitte & Co. S.A. ("**Deloitte**");

- El estado de situación financiera intermedia consolidado condensado al 31 de marzo de 2024 publicado en la AIF bajo el ID 3197514, junto con los informes correspondientes de la Comisión Fiscalizadora y de Deloitte, el cual fuera aprobado por el Directorio de la Emisora mediante acta de directorio de fecha 10 de mayo de 2024 cargada en la AIF bajo el ID N° 3197868;

- Todas las adendas o suplemento al presente Prospecto que sean preparadas periódicamente por la Emisora;

- Con respecto a una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables en particular, el respectivo Suplemento de Prospecto preparado en relación con dicha Clase y/o Serie; y

- Todo otro documento a ser incorporado por referencia en cualquier Suplemento de Prospecto.

A los efectos del presente Prospecto, cualquier declaración contenida en el presente o en cualquier documento incorporado en el presente por referencia, se verá modificada o reemplazada por aquellas declaraciones incluidas en cualquier documento posterior incorporado en el presente Prospecto por referencia, en la medida en que así la modifique o reemplace.

A solicitud escrita o verbal de cualquier persona que hubiera recibido un ejemplar del presente Prospecto, se le suministrarán copias, sin cargo alguno, de todos los documentos incorporados en el presente por referencia (excluyendo sus anexos, salvo en caso de que estuvieran incluidos específicamente en dichos documentos por referencia). Las solicitudes de dicha documentación podrán dirigirse a la Emisora.

**EMISOR**

**Genneia S.A.**
Nicolás Repetto 3676, 3er. Piso
Olivos (1636), Provincia de Buenos Aires
República Argentina

**ASESORES LEGALES**
**DE LA EMISORA**

**Bruchou & Funes de Rioja**
Ing. Butty 275 – Piso 12
(C1001AFA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

**AUDITORES**

**Deloitte & Co. S.A.**
Carlos Della Paolera 261, Piso 4°
(C1001ADA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina



**Carlos Alberto Palazón**
Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.