



GENNEIA S.A.

Genneia S.A. (la “Sociedad”, “Genneia”, la “Compañía” o la “Emisora”), inscrita 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-2023-30-APN-GE#CNV de fecha 30 de junio de 2023 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 el Directorio de la Emisora en su reunión de fecha 20 de enero de 2021 publicado en la Autopista de la Información Financiera (“AIF”) bajo el ID N°2710703. 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 fue resuelta por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 19 de abril de 2023 cuya acta se encuentra publicada en la AIF bajo el ID N° 3031194. A su vez, mediante Actas de Subdelegados de fechas 20 de abril de 2023 y 31 de mayo de 2023 cargadas en la AIF bajo ID 3031195 y 3051783

respectivamente, se resolvió que el monto máximo de disponible bajo el Régimen de Emisor Frecuente de la Sociedad será de hasta valor nominal U\$S 200.000.000 (Dólares Estadounidenses doscientos millones) o su equivalente en otras monedas o unidades de valor para el ejercicio 2023 y hasta la próxima ratificación que se realice en el año 2024.

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 3 de julio de 2023.

I. ÍNDICE

II. INTRODUCCIÓN	4
III. INFORMACIÓN DE LA EMISORA.....	11
IV. FACTORES DE RIESGO	76
V. POLÍTICAS DE LA EMISORA.....	116
VI. INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN y COMITÉ DE AUDITORÍA.	120
VII. ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS	131
VIII. ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA	134
IX. ANTECEDENTES FINANCIEROS.....	139
X. DESTINO DE FONDOS.....	173
XI. INFORMACIÓN ADICIONAL.	175
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 FIRMIEN 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 establezcan o mantengan el precio de mercado de las Obligaciones Negociables ofrecidas a un nivel por encima del que prevalecería de otro modo en el mercado. Tales operaciones podrán efectuarse en los mercados autorizados por la CNV o de otro modo de acuerdo 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 NEGOCIAN 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” 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 Programa. 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 Programa, 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 futuras 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;
- los impactos derivados de la evolución del SARS-COV-2 junto con las medidas del gobierno argentino para evitar su propagación; 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;
- “**AFIP**” significa la Administración Federal de Ingresos Públicos;
- “**Alstom**”, significa Alstom Argentina S.A.;
- “**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;
- “**Esquema de Remuneración de Energía Base**” significa el esquema de remuneración establecido por la Resolución No. 19/2017 y modificado, con efectos a partir del 1 de febrero de 2020, por la Resolución 31/2020.
- “**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 y de cuatro asociaciones más que representan agentes del MEM con una tenencia del 20% cada uno, las cuales están encargadas de la administración del WEM y el despacho de la electricidad al SADI;
- “**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;
- “**CNDC**” significa la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia;
- “**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;
- “**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;
- “**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;
- “**IPC**” significa el índice de precios al consumidor;

- “**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.
- “**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;
- “**ENRE**” corresponde al Ente Nacional Regulador de la Electricidad.
- “**ENERSUD**” corresponde a la subsidiaria Enersud Energy S.A.U. de la Emisora.
- “**Capacidad en Firme**” corresponde a la capacidad reconocida y remunerada a cada unidad de generación de energía por estar disponible para cubrir la demanda en horas pico;
- “**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;
- “**Acuerdo Marco**” alude al Acuerdo Marco celebrado entre la Emisora y la SEN el 18 de abril de 2012, con sus modificaciones periódicas;
- “**PBI**” significa el Producto Bruto Interno;
- “**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;
- “**CIADI**” significa el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones;
- “**NIIF**” significan las Normas Internacionales de Información Financiera;
- “**FMI**” significa Fondo Monetario Internacional;
- “**INDEC**” significa el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos;
- “**Capacidad Instalada**” corresponde al monto de MW que una turbina está destinada a producir al momento de su instalación (capacidad nominal);
- “**km**” corresponde a kilómetros;
- “**kV**” corresponde a kilovoltios;
- “**kW**” y “**kWh**” corresponde a kilowatts y kilowatts por hora, respectivamente;
- “**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;
- “**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;
- “**m3**” y “**m3d**” corresponden a metros cúbicos y metros cúbicos por día, respectivamente;
- “**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;
- “**Endeudamiento Neto**” significa el endeudamiento total neto en efectivo o equivalentes;
- “**SADI**” corresponde al Sistema de Interconexión Nacional;
- “**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;
- “**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;
- “**Nordex**” significa, según el contexto lo requiera, Nordex Windpower S.A., Nordex Energy GmbH o cualquier afiliada relevante de las mismas.
- “**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.;
- “**OCDE**” Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico;
- “**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;
- “**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;
- “**SCADA**” corresponde al Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos;
- “**SEN**” corresponde a la Secretaría de Energía de la Nación;
- “**TGS**” significa Transportadora de Gas de Sur S.A., la empresa de transportación de gas natural más grande de Argentina;
- “**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 SEN y N°1836/2007 tal y como fuere enmendado por la Resolución N°21/2016 de la SEN;
- “**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;
- “**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;
- “**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;
- “**MEM**” corresponde al mercado eléctrico mayorista administrado por CMMESA;
- “**Contrato MEM**” significan los PPAs celebrados entre CMMESA 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 CMMESA.
- “**IPIM**” significa el Índice Precio Internos al por Mayor;
- “**Loma Negra**” significa Loma Negra C.I.A.S.A.; 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 a la fecha de este Prospecto. 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 1.308 MW (944 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 2022, las ventas netas fueron de US\$ 278.1 millones (81% provino de energía renovable, 16% de energía convencional y 3% de otros segmentos) y el EBITDA ajustado totalizó US\$ 216.8 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 4 años hemos experimentado una gran transformación hacia un perfil energético más sustentable. En 2016, iniciamos un plan de inversión en energía renovable de más de US\$ 1.000 millones para aumentar nuestra capacidad instalada de energía renovable en 706 MW. La energía renovable representó el 92,5% de nuestra generación total al 31 de diciembre de 2022.

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 cuatro parques solares en la provincia de San Juan, denominados Ullum I, Ullum II, Ullum III y Sierras de Ullum. En el año 2022, el factor de carga promedio de nuestros parques eólicos y solares promediaron 46,8% y 29,2%, respectivamente. La Emisora generó un total de 3,425 GWh de energía eléctrica renovable en 2022, 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 96,8% en el año finalizado el 31 de diciembre de 2022.

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

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

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	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
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%.

A continuación, se detalla información relativa a los proyectos operativos, sobre los cuales Genneia no posee PPAs y se

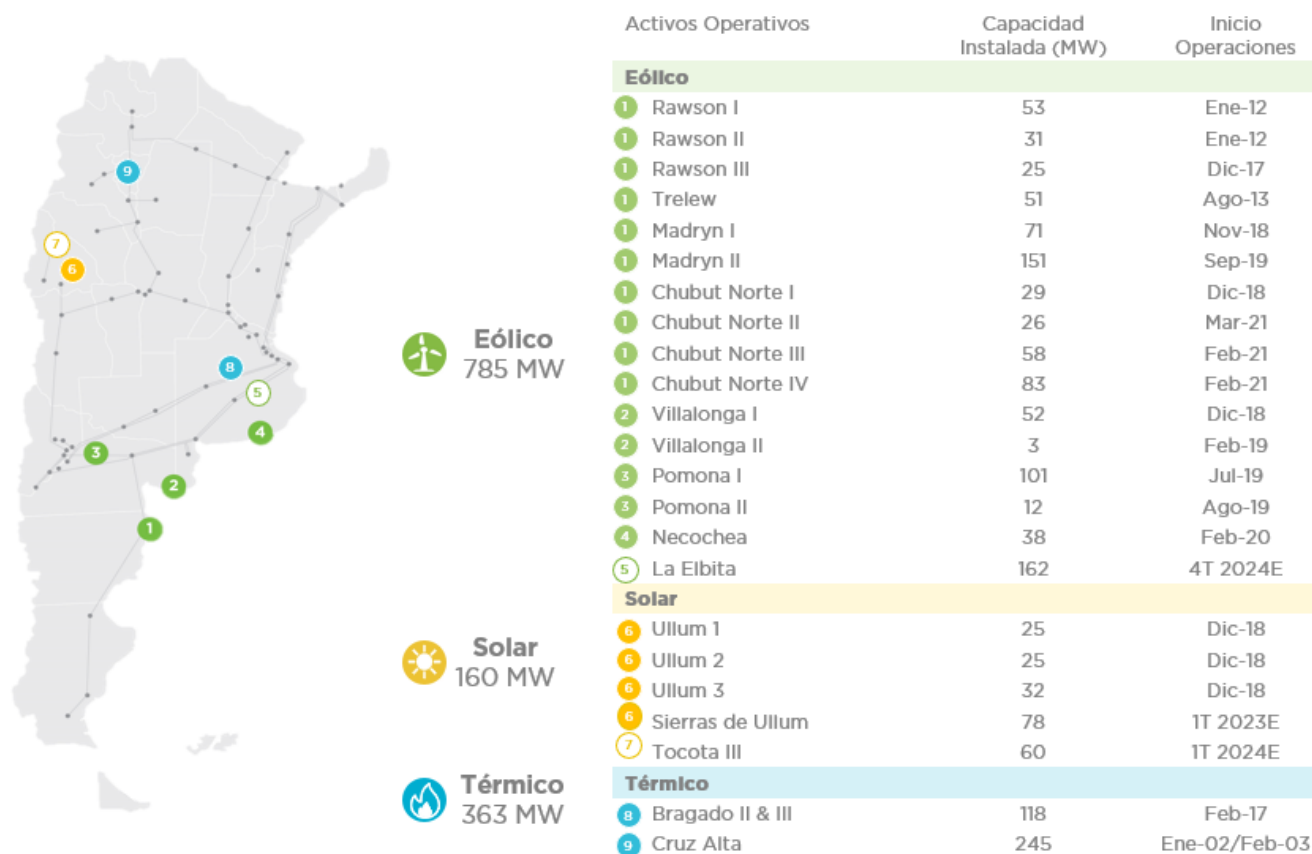
Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

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.



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 en Enero 2023 por 22MW, Febrero 2023 por 36MW y en Marzo 20MW. 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 95,3%, en sus parques solares un factor de disponibilidad del 81,5% y en sus centrales termoeléctricas un promedio ponderado en su factor de disponibilidad de 96,8% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

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 2022, 97% 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 2022 cuentan con PPAs adjudicados bajo el programa RenovAr y Resolución 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,

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

algunos de ellos, cuentan con garantía del Banco Mundial. Al 31 de diciembre de 2022, los PPAs RenovAr y Resolución 202 representan 56% 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 2022, (ii) Resolución 21 (licitación de generación térmica adjudicada en 2016), representa el 11% de nuestros ingresos al 31 de diciembre de 2022, y (iii) Resolución 220 (licitación térmica ganada en 2007), representa el 4% de nuestros ingresos al 31 de diciembre de 2022. Los PPAs MATER representan el 6% de nuestros ingresos al 31 de diciembre de 2022, 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, McCain Argentina, Meranol S.AC.I., Curtiembre Arlei S.A., Bemis Argentina S.A.U., Petroquímica Cuyo S.A.I.C., Grupo dos Leguas SAU, 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. y Vista Energy Argentina S.A.U.

Principales fortalezas de los PPAs RenovAr y Resolución 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 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 2021 y 2022 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	
Madryn II	Eólica	Operativa	septiembre 2019	151,20	Res. 202	SI	
Villalonga I	Eólica	Operativa	diciembre 2018	51,75	RenovAr	SI	SI
Pomona I	Eólica	Operativa	julio 2019	101,40	RenovAr	SI	SI

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Proyecto	Tipo de Energía	Estado	FOC	MW	PPA	FODER	Banco Mundial
Chubut Norte I	Eólica	Operativa	diciembre 2018	28,80	RenovAr	SI	SI
Chubut Norte III	Eólica	Operativa	Febrero 2021	57,66	RenovAr	SI	
Chubut Norte IV	Eólica	Operativa	febrero 2021	83,22	RenovAr	SI	
Necochea	Eólica	Operativa	febrero 2020	37,95	RenovAr	SI	
Ullum I	Solar	Operativa	diciembre 2018	25,00	RenovAr	SI	
Ullum II	Solar	Operativa	diciembre 2018	25,00	RenovAr	SI	
Ullum III	Solar	Operativa	diciembre 2018	32,00	RenovAr	SI	

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 37,3% al 31 de diciembre de 2022. Por otro lado, el parque eólico Rawson III ha obtenido un factor de carga promedio de 48,4% al 31 de diciembre de 2022. El parque eólico Trelew, que adquirimos en noviembre de 2017, ha alcanzado un factor de carga promedio de 33,6% al 31 de diciembre de 2022. Nuestros parques eólicos, que entraron en operación comercial desde noviembre de 2019, han promediado un factor de carga de 49,5% durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022. Además, hemos logrado un sólido historial de mantener la disponibilidad de nuestras plantas térmicas, con un factor de disponibilidad promedio ponderado de 96,8% durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022.

Activo	Tipo de energía	FOC	MW	Venta de energías renovables (GWh)		
				2022	2021	2020
Rawson I	Eólica	Enero 2012	52,50	168	164	183
Rawson II	Eólica	Enero 2012	31,15	104	102	113
Rawson III	Eólica	Diciembre 2017	25,05	106	103	108
Trelew	Eólica	Agosto 2013	51,00	150	144	158
Madryn I	Eólica	Noviembre 2018	71,10	308	305	330
Madryn II	Eólica	Septiembre 2019	151,20	643	625	670
Villalonga I	Eólica	Diciembre 2018	51,75	247	231	252
Villalonga II	Eólica	Febrero 2019	3,45	16	15	17
Pomona I	Eólica	Julio 2019	101,40	417	367	390
Pomona II	Eólica	August 2019	11,70	53	47	41
Chubut Norte I	Eólica	Diciembre 2018	28,80	129	126	141
Necochea ⁽¹⁾	Eólica	Febrero 2020	37,95	151	158	150
Chubut Norte II	Eólica	Marzo 2021	26,28	99	88	-
Chubut Norte III ⁽¹⁾	Eólica	Febrero 2021	57,66	247	211	-
Chubut Norte IV ⁽¹⁾	Eólica	Febrero 2021	83,22	378	319	-
Ullum I	Solar	Diciembre 2018	25,00	63	61	64
Ullum II	Solar	Diciembre 2018	25,00	64	63	63
Ullum III	Solar	Diciembre 2018	32,00	82	80	83

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

Activo	Tipo de energía	FOC	MW	Factor de disponibilidad térmica (%)		
				2022	2021	2020
Bragado II	Térmica	Febrero 2017	58,01	89,2	91,0	91,4
Bragado III	Térmica	Mayo 2017	60,30	99,7	99,6	99,4
Cruz Alta	Térmica	Ene. 2002/Feb. 2003	245,00	97,9	99,1	100,0

Resultado Financiero

Las ventas netas 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 netas 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. Las ventas netas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2020, totalizaron Ps. 21.635 millones, la utilidad bruta de Ps. 14.216 millones, la utilidad neta ascendía a Ps. 1.629 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps. 17.905 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 65,7% y 82,8%, respectivamente.

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);

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

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 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 tracking 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 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 13 años (14 años para nuestros PPA de energía eólica, 10 años para los de energía solar y 4 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 ambientales, 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.

En los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 iniciaron operaciones un total de 706 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.

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 Fuego 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.

En marzo 2023, la Emisora obtuvo la habilitación comercial total para el parque solar Sierras de Ullum (78MW) para vender

energía a grandes usuarios industriales.

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 2022, el monto total provisionado por la Emisora en relación con estos procedimientos judiciales era de Ps. 246 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 impositivas 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 dejó sin efecto las disposiciones que dieron origen a las determinaciones de oficio e intimaciones previas. A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad y sus subsidiarias solicitaron la apertura de la causa a prueba.

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 IEASA (ex “ENARSA”).

Créditos y pasivos con IEASA (ex “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 S.A.U. intimaron el pago de sumas adeudadas bajo 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 S.A.U. presentaron ante el Tribunal Arbitral de la Bolsa de Comercio sendas demandas arbitrales reclamando sumas adeudadas a esa fecha bajo 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 S.A.U. amplió la suma del capital demandado en US\$ 1,6 millones en base a la generación de nuevos saldos impagos. Al 31 de diciembre de 2021, las pruebas ofrecidas por las partes se encontraban siendo producidas.

El 12 de diciembre de 2022 el Tribunal hizo lugar a la demanda arbitral de Genneia, condenado a IEASA 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 estos Estados Financieros, la Sociedad apeló el laudo en cuanto a los intereses concedidos, mientras que ENARSA apeló la totalidad del pronunciamiento

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.

Reclamo PUI y GUI

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. A la fecha de este Prospecto, CAMMESA contestó demanda y la causa fue abierta a prueba.

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.

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 está produciendo la prueba ofrecida por las partes.

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. Sin perjuicio de ello, dado que la multa es actualmente descontada de los cobros mensuales, la Sociedad, realizó una provisión por el valor actual estimado de la misma. A la fecha de los presentes estados financieros ya se han descontado las 48 cuotas originales.

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.

Antecedentes Históricos

En 1990, prácticamente toda la industria de suministro eléctrico de la República Argentina estaba controlada por el sector público (97% de la generación total). El gobierno argentino había asumido la responsabilidad de regular la industria a nivel nacional y controlaba todas las empresas nacionales de electricidad. Además, diversas provincias argentinas operaban sus propias empresas de electricidad. Como parte del plan económico inaugurado por el ex Presidente Carlos Menem, el gobierno argentino encaró un amplio proceso de privatización de las principales industrias estatales, incluyendo los sectores de generación, transporte y distribución de energía. La Ley N° 23.696, sancionada en 1989 (la “**Ley de Reforma de Estado**”), autorizaba al gobierno argentino 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 subsectores 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 subsector. De conformidad con la Ley de Reforma de Estado, el Decreto N° 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 los subsectores de generación, transporte y distribución.

Descripción General del Marco Regulatorio

Principales Leyes y Normas Complementarias

El marco regulatorio del sector eléctrico de Argentina vigente en la actualidad está conformado por la Ley N° 15.336, sancionada el 20 de septiembre de 1960, modificada por la Ley N° 24.065, sancionada el 19 de diciembre de 1991, promulgada parcialmente por el Decreto N° 13/92, y reglamentada por el Decreto N° 1398/92 y el Decreto N° 186/95 y sus modificatorias (en conjunto, la Ley N° 24.065 y sus reglamentaciones y modificaciones serán denominadas como la “**Ley de Energía Eléctrica**”). La Ley de Energía Eléctrica 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 (grandes usuarios). Asimismo, la referida Ley dispuso la organización del mercado eléctrico mayorista (“**Mercado Eléctrico Mayorista**” o “**MEM**”) (el cual se describe con más detalle a continuación) a partir de los lineamientos establecidos en el Decreto N° 634/91. 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, comercializa energía eléctrica en bloque.

La Ley de Energía Eléctrica

La Ley de Energía Eléctrica estableció el marco regulatorio fundamental del sector eléctrico, dividiendo en forma vertical al sector en distintos subsectores separados -generación, transporte y distribución-, y sujetando a cada uno a diferentes reglamentaciones específicas. Asimismo reconoció a los grandes usuarios como agentes del mercado eléctrico, al que denominó Mercado Eléctrico Mayorista.

A su vez, la Ley de Energía Eléctrica (i) creó el ENRE, (ii) otras autoridades institucionales del sector, incluido el Despacho Nacional de Cargas –i.e. la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (“**CAMMESA**”); y (iii) sentó las bases para la fijación del precio spot, el establecimiento de las tarifas en las áreas reguladas y los criterios para la valuación de los activos a ser privatizados.

La Ley de Energía Eléctrica tuvo un profundo impacto, aunque indirecto, a nivel provincial, ya que prácticamente todas las provincias siguieron las pautas regulatorias e institucionales de esta ley. Varios de los gobiernos provinciales que siguieron el camino de la privatización en el sector han creado sus propios organismos regulatorios financieramente independientes a nivel provincial. Antes de la privatización, las mismas empresas de servicios públicos tenían un papel fundamental en la creación de las políticas del sector y en el establecimiento de las nuevas tarifas aplicables en las provincias.

De acuerdo con la Ley de Energía Eléctrica tanto el transporte de energía como la distribución son servicios públicos, y por ello, requieren una concesión previa del Poder Ejecutivo Nacional (“**PEN**”) o local, según sea el caso.

La distribución de energía eléctrica sujeta a jurisdicción federal está regulada por la Ley de Energía Eléctrica o por las leyes provinciales en los casos en que dicho servicio es prestado en virtud de contratos de concesión suscriptos con autoridades provinciales.

Por su parte, la generación de energía es considerada una actividad de interés general, no monopólica. Sin perjuicio de ello, la generación de energía mediante el aprovechamiento de cursos de agua pública para potencias que excedan los 500kV requiere una concesión de parte del gobierno argentino. Las restantes formas de generación, tanto térmicas como no convencionales no requieren una concesión por parte del gobierno argentino y sólo deben cumplir con normas de seguridad, regulatorias, de planificación, ambientales y de salud y obtener los permisos necesarios para poder operar.

Titularidad y Restricciones Operativas

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Las restricciones impuestas al sector eléctrico por la Ley de Energía Eléctrica están divididas en restricciones verticales y horizontales en función de la división en los subsectores mencionados anteriormente.

Restricciones Verticales

Las restricciones verticales se aplican a las compañías que pretenden participar simultáneamente en diferentes subsectores del mercado eléctrico. Estas restricciones verticales fueron impuestas por la Ley de Energía Eléctrica, y se aplican en forma diferenciada en función de cada subsector conforme se describe a continuación:

Generación

- ningún generador, así como sus compañías controladas y sus controlantes, pueden ser propietarios o accionistas mayoritarios de una empresa transportista de electricidad o de la compañía controlante de ésta. Conforme distintas resoluciones del ENRE, una compañía controlada por o controlante de una compañía de transporte de electricidad, es una compañía que posee más del 50% de las acciones de la compañía controlada y ejerce control mayoritario; y
- dado que una empresa de distribución no puede ser propietaria de unidades de generación, el titular de una unidad generadora de electricidad no puede ser titular de concesiones de distribución de electricidad. Sin embargo, los accionistas de una compañía generadora de electricidad pueden ser propietarios de una entidad que posea unidades de distribución, ya sea como accionistas del generador o a través de cualquier otra entidad creada con el objeto de ser propietaria de unidades de distribución o controlarlas.

Transporte

- ningún transportista, así como sus compañías controladas y sus controlantes (de acuerdo con las distintas resoluciones del ENRE, que hacen referencia a las compañías que son titulares de más del 51% de las acciones de una transportista y ejercen control mayoritario) pueden ser propietarios o accionistas mayoritarios o controlantes de una empresa generadora de electricidad;
- ningún transportista, así como sus compañías controladas y sus controlantes, pueden ser propietarios o accionistas mayoritarios de una empresa distribuidora de electricidad ni controlantes de ésta; y
- los transportistas no pueden comprar ni vender energía eléctrica.

Distribución

- ningún distribuidor ni empresa controlada por o controlante de éste, podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista ni controlante de ésta; y
- un distribuidor no puede ser propietario de unidades de generación. Sin embargo, los accionistas del distribuidor de energía eléctrica pueden ser propietarios de unidades de generación, ya sea directamente o a través de cualquier otra entidad creada con el objeto de ser propietaria de unidades generadoras o controlarlas.

Definición de Control

El término "control" no está definido en la Ley de Energía Eléctrica. La Ley General de Sociedades N° 19.550 establece en su Artículo 33 que "se consideran sociedades controladas aquellas en que otra sociedad, en forma directa o por intermedio de otra sociedad a su vez controlada: 1) Posea participación, por cualquier título, que otorgue los votos necesarios para formar la voluntad social en las reuniones sociales o asambleas ordinarias; 2) Ejercer una influencia dominante a través de las acciones, cuotas o partes de interés poseídas, o por los especiales vínculos existentes entre las sociedades".

Sin perjuicio de ello, distintas resoluciones del ENRE establecieron que una sociedad controlada o controlante es una compañía que posee más del 51% de las acciones de la compañía controlada y ejerce control mayoritario.

Restricciones Horizontales

En forma adicional a las restricciones verticales descriptas anteriormente, los distribuidores y transportistas están sujetos a restricciones horizontales, conforme se describen a continuación:

Generación

- Si bien la Ley de Energía Eléctrica no impone restricciones horizontales a la generación de electricidad, este subsector está sujeto a disposiciones generales en materia de defensa de la competencia y podrían imponerse ciertas limitaciones si mediante fusiones y adquisiciones una compañía obtuviera una participación de

mercado significativa; en la actualidad ninguna compañía generadora posee una participación de mercado que supere el 20-24%, medida en función de su capacidad instalada.

Transporte

- sólo mediante la expresa autorización del ENRE dos o más transportistas podrán consolidarse en un mismo grupo empresario o fusionarse. También será necesaria dicha autorización para que un transportista pueda adquirir la propiedad de acciones de otro transportista, respectivamente;
- en el caso de las empresas que prestan el servicio de transporte regional por distribución troncal, transportando la electricidad dentro de una misma región, el servicio es prestado por las concesionarias de forma exclusiva en áreas específicas indicadas en sus respectivos contratos de concesión; y
- en caso del sistema de transporte en alta tensión, compuesto por todo el sistema de 500 kV y algunas líneas del sistema del litoral que operan en 220 kV, el servicio es prestado por una única empresa, Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A. (“**TRANSENER**”) de forma monopólica en todo el territorio del país.

Distribución

- sólo mediante la expresa autorización del ENRE dos o más distribuidores podrán consolidarse en un mismo grupo empresario o fusionarse. También será necesaria dicha autorización para que un distribuidor pueda adquirir la propiedad de acciones de otro transportista o distribuidor, respectivamente; y
- conforme los términos de los contratos de concesión que regulan los servicios prestados por empresas privadas que operan redes de distribución, el servicio es prestado por la concesionaria en forma exclusiva sobre ciertas áreas indicadas en el contrato de concesión.

Entidades Regulatorias

Las principales entidades regulatorias del sector eléctrico argentino son (i) el Ministerio de Economía – a través de la Secretaría de Energía (la “**SE**”), (ii) el ENRE y (iii) CAMMESA.

(i) El Ministerio de Economía (a través de la Secretaría de Energía)

El Ministerio de Economía es la principal autoridad gubernamental responsable del sector eléctrico argentino a nivel federal. El rol del Ministerio de Economía se define, principalmente, en la Ley de Ministerios N° 22.520 (con sus modificaciones, y en particular, las introducidas por el Decreto N° 451/2022).

El Ministerio de Economía tiene a su cargo, entre otras cuestiones, la elaboración, propuesta y ejecución de la política nacional en materia de energía, y en entre sus facultades, se destacan las siguientes:

- Ejecutar los planes, programas y proyectos del área de su competencia elaborados conforme las directivas que imparta el PEN;
- Entender en la elaboración, aplicación y fiscalización del régimen impositivo y aduanero.
- Participar en las negociaciones y modificaciones de los contratos de obras y servicios públicos, en el ámbito de su competencia;
- Entender en la administración de las participaciones mayoritarias o minoritarias que el Estado posea en sociedades o empresas correspondientes a su órbita.
- Entender en el desenvolvimiento de las empresas y sociedades del Estado, entidades autárquicas, organismos descentralizados o desconcentrados y cuentas y fondos especiales, cualquiera sea su denominación o naturaleza jurídica, correspondientes a su órbita, tanto en lo referido a los planes de acción y presupuesto como en cuanto a su intervención, cierre, liquidación, privatización, fusión, disolución o centralización, e intervenir en aquellas que no pertenezcan a su jurisdicción, conforme las pautas que decida el Jefe de Gabinete de Ministros con la supervisión del PEN.
- Entender en la elaboración y fiscalización del régimen de combustibles y supervisar lo referido a la fijación de sus precios, cuando así corresponda, acorde con las pautas respectivas.
- Supervisar las funciones de Autoridad de Aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética.
- Entender en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos, del área de su competencia, en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra o servicios públicos, de competencia de la jurisdicción, así como en la elaboración de normas de regulación de las licencias de servicios públicos acogidas a los regímenes federales.

- Entender en la supervisión de los mercados de la producción energética interviniendo a través de las áreas de su competencia, con el fin de promover y fomentar el normal desenvolvimiento de la economía de acuerdo a los objetivos del desarrollo nacional con equidad.

La Secretaría de Energía

De acuerdo con lo previsto en el Decreto N° 480/2022, los objetivos de la SE son:

- Intervenir en la elaboración y ejecución de la política energética nacional.
- Entender en los planes, programas y proyectos del área de su competencia.
- Intervenir en la elaboración y fiscalización del régimen de combustibles y entender en la fijación de sus precios, cuando así corresponda, acorde con las pautas respectivas.
- Intervenir en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área energética, en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra o de servicios públicos, así como en la elaboración de normas de regulación de las licencias de servicios públicos aplicables a los regímenes federales en materia energética.
- Ejercer las funciones de Autoridad de Aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética.
- Entender en la 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 directores que representan al Estado Nacional en aquellas empresas del sector energético con participación estatal en el ámbito de la Jurisdicción.
- Promover la aplicación de la política sectorial fomentando la explotación racional de los recursos naturales y la preservación del ambiente.
- Promover la utilización de nuevas fuentes de energía, la incorporación de oferta hidroeléctrica convencional y la investigación aplicada a estos campos.
- Asistir en la celebración de los acuerdos de cooperación e integración internacionales e interjurisdiccionales en materia energética en los que la Nación sea parte, y supervisar su ejecución.
- Entender en el diseño y la ejecución de la política de relevamiento, conservación, recuperación, defensa y desarrollo de los recursos naturales en el área de energía.
- Ejercer la representación de la Secretaría en el Consejo Federal de la Energía Eléctrica.
- Entender en la definición de la política nuclear, en todo lo relacionado con los usos pacíficos de la energía nuclear o fuentes radiactivas, el ciclo de combustibles, la gestión de residuos radiactivos, el desarrollo e investigación de la actividad nuclear, y en particular lo relacionado con la generación de energía nucleoelectrónica.
- Ejercer el control tutelar del ENRE, del ENARGAS, de la Unidad Especial del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (“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.

A nivel federal, las políticas públicas en materia de energía, a lo largo de los años, han sido dirigidas por distintas entidades del Gobierno Nacional. Desde el año 2001, el órgano federal encargado de la política energética tuvo diferentes rangos y jerarquías: fue (i) Secretaría de Energía y Minería (2000-2001), (ii) Subsecretaría de Energía y Minería (2002), (iii) Secretaría de Energía (2002-2015), (iv) Ministerio de Energía y Minería (“MEyM”) (2015-2018), (v) Ministerio de Energía (2018), (vi) Secretaría de Gobierno de Energía (2018-2019), y actualmente, desde el 19 de diciembre de 2019, ha vuelto a ser (vii) Secretaría de Energía, primero bajo la órbita del Ministerio de Desarrollo Productivo, y luego transferida a la órbita del Ministerio de Economía. En este contexto, a los fines de lograr mayor claridad a lo largo del presente prospecto –y salvo que se mencione expresamente- nos referiremos a todas las autoridades a lo largo del tiempo como SE.

(ii) El ENRE

El ENRE es un ente autárquico creado en virtud de la Ley 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 Poder Ejecutivo, siendo dos de ellos a propuesta del Consejo Federal de Energía Eléctrica. El presidente durará cinco años en sus funciones y podrá ser reelegido. Mediante el Decreto N° 84/2018, el Poder Ejecutivo designó a los nuevos miembros del Directorio del ENRE.

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

A través del Decreto N° 1020/2020, de fecha 16 de diciembre de 2020, la intervención del ENRE fue prorrogada por el plazo de un año desde su fecha de vencimiento (31 de diciembre de 2020) o hasta que se finalice la renegociación de la revisión tarifaria dispuesta por el propio decreto, lo que ocurra primero.

La intervención del ENRE fue prorrogada nuevamente a través del Decreto N° 871/2021, a partir del 1 de enero de 2022 y hasta el 31 de diciembre de 2022. Luego, a través del Decreto N° 815/2022, el Poder Ejecutivo prorrogó la intervención del ENRE a partir del 1 de enero de 2023 por un plazo adicional de un 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.

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 (ver "*—Distribución de Electricidad—*");
- 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.

El MEM comprende, en principio:

- un mercado a término, en el que generadores, distribuidores y grandes usuarios celebran contratos a largo plazo que estipulan cantidades, precios y condiciones, incluidos los contratos de exportación e importación de energía eléctrica. El excedente de energía que no se vende en el mercado a término, es vendida en el mercado spot.

Sin embargo, 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 en el cual los precios se establecen sobre una base horaria en función de los costos económicos del sistema (“**Precio Spot**”). Este sistema, en la práctica, sufrió importantes modificaciones distorsiones reglamentarias desde el año 2002.

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

Por otra parte, los precios estacionales son establecidos periódicamente por la SE en base a programaciones de CAMMESA, y mantenidos por períodos de seis meses (sujetos a ajustes trimestrales), con la finalidad de que los distribuidores paguen un precio estabilizado a los generadores, y de esa forma puedan trasladarlo a las tarifas pagadas por los usuarios finales. Cabe tener presente que desde el año 2002 ese precio no se traslada a los agentes demandantes del MEM en su totalidad, generando importantes déficits en el Fondo de Estabilización administrado por CAMMESA.

Finalmente, los valores de remuneración por la generación de energía eléctrica son fijados por el PEN (ver “*Remuneración de la Generación de Electricidad*”); y

- 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 *“Fondo de Estabilización: Reglamentaciones y Legislación Post Crisis Energética”*).

Operación del MEM

El MEM opera bajo la administración de CAMMESA. Los generadores entregan toda la electricidad que generan al SADI de acuerdo con los requerimientos de despacho de CAMMESA, sin perjuicio de la existencia de contratos de largo plazo u operaciones spot con partes compradoras (actualmente, éstos existen únicamente bajo regímenes especiales y no bajo el régimen general). CAMMESA despacha las unidades de potencia disponibles en función de los costos de generación variables declarados por los generadores, siendo las unidades más eficientes despachadas en primer lugar.

Agentes del MEM

Los principales agentes del MEM son las empresas de generación, transporte, distribución y grandes usuarios. Los comercializadores o intermediarios, en su carácter de participantes del MEM, intervienen en él aunque en menor medida.

En 1995, el gobierno argentino aprobó el Decreto N°186/1995 para la expansión de la participación y estimulación de la inversión en el MEM. El Decreto N°186/1995 enumera a las siguientes entidades como participantes del MEM:

- Las empresas que obtengan autorización para comercializar la energía eléctrica proveniente de interconexiones internacionales y emprendimientos binacionales;
- Las empresas que, sin ser agentes del MEM, comercialicen energía eléctrica en bloque; y
- Empresas que sin ser agentes del MEM exploten ciertas instalaciones de transporte de electricidad.

Otras reglamentaciones emitidas por la SE, que definen a los participantes del MEM permiten asimismo la participación de intermediarios, provincias intermediarias y empresas extranjeras en el MEM. Los intermediarios pueden intermediar en la generación, demanda, importación, exportación y regalías. La función de los intermediarios en el MEM es comprar y vender electricidad producida y consumida por terceros, ya sea en el mercado a término y/o en el mercado spot.

El MEM clasifica a los grandes usuarios en tres categorías: grandes usuarios mayores, grandes usuarios menores y grandes usuarios particulares. Inicialmente, cada uno de ellos podía convenir libremente los precios de sus contratos de abastecimiento con los generadores o intermediarios, sin estar limitados a obtener el suministro de su empresa de distribución local. Sin embargo, la Resolución 95, en su artículo 9, suspendió “transitoriamente” la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término del MEM a ser administrados por CAMMESA, con determinadas excepciones (ver *“Remuneración de la generación de electricidad”*), suspensión que permanece vigente al día de hoy. Las operaciones en el mercado spot son facturadas por CAMMESA.

Generación de Energía Eléctrica

Los generadores despachan la electricidad que generan al SADI, de acuerdo con los requerimientos de despacho de CAMMESA. CAMMESA despacha las unidades de potencia disponibles en función de los costos variables de generación declarados por los generadores.

Mediante la Resolución 95 se introdujeron cambios importantes al sistema de remuneración del sector de generación, transformando el sistema en un nuevo régimen de “costo plus”, en el cual a los generadores se los remunera sobre la base de costos variables no combustibles, costos fijos y un margen adicional. Asimismo, la Resolución 95 prohibió a los generadores hacer sus propias compras de combustible, pasando CAMMESA a ser la única compradora y administradora del combustible.

Los generadores de electricidad compiten entre sí por el despacho físico de energía al mercado. Cualquier parte interesada en generar energía para la venta, tiene la posibilidad de acceder al mercado de generación de electricidad, sin ningún tipo de planificación centralizada o programación indicativa. A tal efecto, cualquier generador de electricidad que pretenda incorporar una nueva unidad o central al MEM deberá presentar una solicitud ante la SE, el ENRE y CAMMESA, a fin de cumplir con las normas técnicas de operación, y operar sus instalaciones sin riesgos para la salud pública y el ambiente.

Los generadores de energía eléctrica obtienen sus ingresos a partir de ventas realizadas en el mercado spot o en el mercado a término, a través de contratos a término (hoy en día sin posibilidad de celebrar nuevos contratos en virtud de la Resolución N° 95) celebrados con distribuidoras, grandes usuarios y otros grandes compradores como CAMMESA. Para mayor información sobre la remuneración para la generación de energía eléctrica, ver *“Remuneración de la generación de electricidad”*.

Los equipos instalados en las plantas generadoras de energía eléctrica en Argentina pueden clasificarse según el recurso natural y la tecnología que utilizan, en las siguientes categorías: térmica fósil, nuclear, hidráulica, eólica, solar, biomasa y geotérmica.

Las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles pueden a su vez clasificarse en cuatro tipos de tecnología, según el ciclo térmico que utilizan para generar energía eléctrica: turbina de vapor, turbina de gas natural, ciclo combinado, y motores diésel.

Exportación e Importación de Electricidad

El MEM se define como un mercado abierto con fronteras a través de las cuales puede intercambiarse energía con países que están interconectados mediante el SADI. De acuerdo con la Ley de Energía Eléctrica, la exportación e importación de electricidad debe ser aprobada por la SE.

La SE y la ex Secretaría de Gobierno de Energía han dictado reglamentaciones para asegurar la transparencia de las operaciones que involucren la importación o exportación de electricidad y estándares mínimos de reciprocidad y cierta simetría entre el MEM y el mercado eléctrico del país limítrofe. Estas condiciones incluyen, entre otras, un sistema de despacho de electricidad basado en costos económicos, acceso abierto a la capacidad de transporte remanente, y condiciones no discriminatorias para compradores o vendedores de ambos países.

Los agentes de generación independientes, cogeneradores o intermediarios pueden actuar como parte vendedora de un contrato de exportación en el mercado a término y también pueden realizar operaciones de exportación de tipo spot. Los agentes distribuidores, los grandes usuarios o los intermediarios de electricidad pueden actuar como partes compradoras de un contrato de importación en el mercado a término. Los intermediarios pueden realizar operaciones de importación de tipo spot. Sin embargo, mediante la Resolución N° 95, la SE suspendió temporariamente la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término del MEM a ser administrados por CAMMESA, salvo por aquellos derivados de las Resoluciones de la SE N° 1193/05, 1281/06, 220/07, 1836/07, 200/09, 712/09, 762/09, 108/11, 137/11 y cualquier otro tipo de contrato de suministro de electricidad con un sistema de remuneración diferencial establecido por la SE. Asimismo, la Resolución N° 95 estableció que, una vez concluidos los contratos del mercado a término, los grandes usuarios del MEM tendrán la obligación de adquirir su demanda de electricidad a CAMMESA. Respecto de los contratos del mercado a término vigentes al 22 de marzo de 2013, la SE estipuló que deben administrarse de acuerdo con la reglamentación existente hasta su resolución, sin estar sujetos a renovación o prórroga.

Sin perjuicio de ello, el artículo 10 de la Ley N° 27.191 excluye a la generación de energía a partir de fuentes renovables de los límites impuestos a la suscripción de contratos del mercado a término, y, en tal contexto, el ex MEyM emitió la Resolución N° 281/2017 ("**Resolución N° 281**"), que reglamenta el Mercado a Término de las Energías Renovables ("**MATER**"), en el que generadores, autogeneradores, cogeneradores y comercializadores pueden celebrar contratos de abastecimiento de energía, pactando sus condiciones esenciales en un marco de autonomía y libertad contractual.

Según el Decreto N° 974/97 las operaciones de importación y exportación son realizadas a través del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Interconexión Internacional (TEII), un servicio público sujeto a la concesión otorgada, actualmente, por la SE. La SE, otorgará concesiones para la construcción y explotación o únicamente para la explotación de Sistemas TEII.

Todas las operaciones de importación o exportación realizadas en el mercado a término requieren la autorización previa de la SE.

Transporte de Energía Eléctrica

La energía eléctrica es transportada desde los puntos de entrega de los generadores hasta los puntos de recepción de los distribuidores o los grandes usuarios, según el caso, a través del sistema de transporte, propiedad de diferentes empresas de transporte que están a cargo de su operación. El transporte se divide en el sistema de transporte de extra alta tensión –operado por TRANSENER- y varios sistemas de transporte troncal de alta tensión operados por TRANSNOA, DISTROCUYO, TRANSBA, TRANSNEA, TRANSPA y TRANSCO.

Las tarifas aplicadas por las empresas de transporte de energía eléctrica incluyen un cargo de conexión, un cargo de capacidad de transporte, y un cargo por la energía efectivamente transportada. Se aplica una regulación independiente para los cargos de extensión del sistema. Las tarifas de transporte son transferidas a los clientes finales a través de los distribuidores.

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.

Emergencia del Sistema Eléctrico y Segmentación de Subsidios

El 15 de diciembre de 2015, el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia del sistema eléctrico hasta el 31 de diciembre de 2017. De acuerdo con el Decreto N° 134/2015, el ex MEyM se encontraba facultado para:

- elaborar, poner en vigencia e implementar un programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones adecuadas, y
- coordinar un programa de racionalización del consumo u otras medidas que se requieran en colaboración con otros organismos dentro de la administración pública federal.

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.

Entre ellas, la Ley de Solidaridad facultó al Poder Ejecutivo Nacional 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, a partir de la vigencia de la ley y por un plazo máximo de ciento ochenta (180) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Asimismo, se invitó a las provincias a adherir a esta política.

Por medio del Decreto N° 311/2020, el Poder Ejecutivo dispuso que la prohibición a las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica (entre otros servicios) de suspender o cortar los servicios en caso de mora o falta de pago de hasta siete (7) facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1° de marzo de 2020 (posteriormente modificado a seis (6) facturas). La medida fue posteriormente prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2020, a través del Decreto N° 756/2020.

El 19 de junio de 2020, por medio del Decreto N° 543/2020, el Poder Ejecutivo prorrogó el congelamiento de tarifas por 180 días adicionales, a contar desde el vencimiento del plazo anterior. Todo esto, con el objetivo de reducir la carga tarifaria real sobre los hogares y las empresas para el año 2020.

El 16 de diciembre de 2020, por medio del Decreto N° 1020/2020, se dispuso el inicio a 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. El Decreto preveía que el plazo de la renegociación no podría exceder de dos (2) años desde el dictado el referido Decreto. Sin embargo, mediante el Decreto N° 815/2022, el plazo de dos (2) años fue prorrogado por un (1) año a partir de su vencimiento.

El Decreto N° 1020/2020 también dispuso la prórroga del plazo de mantenimiento de las tarifas de energía eléctrica y gas natural establecido en el artículo 5° de la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública, prorrogado por el Decreto N° 543/20 desde su vencimiento y por un plazo adicional de noventa (90) días corridos o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes del Régimen Tarifario de Transición para los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y energía eléctrica que estén bajo jurisdicción federal, lo que ocurra primero, con los alcances que en cada caso corresponda

Asimismo, 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, 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”).

Por otra parte, con fecha 21 de enero de 2021, la SE emitió la Resolución N° 40/2021 (la “**Resolución 40**”), complementada por la Resoluciones SE 371/2021 y 642/2022), por medio de la cual estableció:

- (i) un “Régimen Especial de Regularización de Obligaciones” para las deudas mantenidas con CAMMESA y/o con el MEM de las distribuidoras de energía eléctrica agentes del MEM, ya sean por consumos de energía, potencia, intereses y/o penalidades, acumuladas al 30 de septiembre de 2020;
- (ii) un “Régimen Especial de Créditos” para aquellas distribuidoras de energía eléctrica que siendo agentes del MEM no registren deuda con CAMMESA y/o con el MEM o sean consideradas dentro de valores razonables en relación con su nivel de transacciones al 30 de septiembre de 2020.

Cabe mencionar que mediante el Decreto N° 88/2022 se prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2022 la instrumentación de ambos regímenes. Con fecha 7 de febrero de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 56/2023, que reglamenta un nuevo régimen de regularización de deudas conforme lo establece el Artículo 89 de la Ley 27.701, estableciendo criterios y condiciones específicas al respecto.

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

Con fecha 30 de abril de 2021, el ENRE emitió las Resoluciones N° 106 y 107, a través de las cuales se aprobaron los valores del Costo Propio de Distribución y los valores del cuadro tarifario de EDESUR (106) y EDENOR (107), vigentes a partir del 1 de mayo de 2021 (Régimen Tarifario de Transición). Con posterioridad, numerosas resoluciones del ENRE aprobaron sucesivamente los cuadros tarifarios de EDENOR y EDESUR y sus modificaciones.

El 27 de enero de 2022, mediante la Resolución N° 28/2022, la SE instruyó al ENRE a incorporar al objeto de las audiencias públicas a realizarse en el marco de las adecuaciones transitorias de tarifas del servicio público de transporte de energía eléctrica de alcance nacional, el tratamiento de los precios de referencia estacionales de la potencia, estabilizado de energía y el precio estabilizado del transporte en el MEM y para el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Tierra del Fuego (“MEMSTDF”), a fin de ampliar la difusión de la información respectiva y facilitar una mayor participación de los usuarios del servicio eléctrico de las distintas jurisdicciones en el tratamiento de dicha materia.

A través de la Resolución N° 25/2022, el ENRE cumplió con la instrucción: convocó a Audiencia Pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto a: (i) el tratamiento de la determinación de los precios de referencia estacionales de la potencia, estabilizado de energía en el MEM, así como el Precio Estabilizado del Transporte (“PET”) y para el MEMSTDF; (ii) las propuestas de las concesionarias del servicio público de transporte y distribución de energía eléctrica, tendientes a obtener una adecuación transitoria de tarifas, ello dentro del proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las concesionarias. La audiencia fue programada para el 17 de febrero de 2022.

A través de la Resolución N° 105/2022, la SE estableció los Precios de Referencia de la Potencia, Estabilizados de la Energía en el MEM para la demanda de energía eléctrica declarada por los agentes distribuidores y/o prestadores del servicio público de distribución del MEM, como destinada a abastecer a sus usuarios de energía eléctrica, o los de otros prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del área de influencia o concesión del agente distribuidor, la aplicación de los Precios de Referencia de la Potencia (“POTREF”) y el Precio Estabilizado de la Energía (“PEE”) en el MEM.

Asimismo, estableció la aplicación de los valores del PET correspondientes a cada agente distribuidor del MEM por el servicio público de transporte de energía eléctrica en alta tensión y por distribución troncal.

El 26 de febrero de 2022, fueron publicadas las Resoluciones del ENRE N° 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, y 74, que aprobaron los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1 de febrero de 2022 para las siguientes empresas transportistas, respectivamente: TRANSPA, TRANSCO, TRANSENER, TRANSBA, EPEN, TRANSNOA, TRANSNEA y DISTROCUYO.

Cabe mencionar que por medio de la Resolución N° 235/2022, publicada en el Boletín Oficial el 18 de abril de 2022, la SE convocó a una Audiencia Pública a los efectos del tratamiento de la implementación de la segmentación en el otorgamiento

de los subsidios al precio de la energía por parte del Estado Nacional a los usuarios del servicio de gas natural y del servicio de energía eléctrica, para el bienio 2022-2023. La audiencia tuvo lugar el 12 de mayo de 2022.

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).

Asimismo, creó el Registro de Acceso a los Subsidios a la Energía ("RASE"), bajo la órbita de la Subsecretaría de Planeamiento Energético de la Secretaría de Energía, en el cual se deberán inscribir los usuarios residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por redes que soliciten el subsidio del Estado Nacional.

También creó el Registro Nacional Único de Titulares de Servicios Públicos Esenciales ("ReNUT"), en la órbita del Consejo Nacional de Coordinación de Políticas Sociales, que tendrá por objetivo administrar el flujo de datos y de información para el ámbito Nacional, conociendo la composición cualitativa y cuantitativa de los usuarios de los servicios públicos.

A través de la Resolución N° 467/2022, publicada en el Boletín Oficial el 28 de junio de 2022, la SE instruyó a la Subsecretaría de Planeamiento Energético a instrumentar la Segmentación de Subsidios a Usuarios y Usuarias residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural por red establecida en el Decreto N° 332/2022.

Teniendo en cuenta lo expresado por el régimen de segmentación de subsidios establecido en el Decreto N° 332/2022, la Resolución SE N° 627/2022 con vigencia a partir del 1° de septiembre de 2022 define tres segmentos de usuarios residenciales con niveles de subsidios diferenciados: (i) Nivel N°1 – Mayores Ingresos: Usuarios, quienes tendrán a su cargo el costo pleno del componente energía del respectivo servicio; (ii) Nivel N°2 – Menores Ingresos: Usuarios, a quienes, tomando como referencia el ámbito de jurisdicción nacional, el impacto en la factura que genere la corrección del componente energía, equivaldrá a un incremento porcentual total anual en su factura que no podrá superar el 40% del Coeficiente de Variación Salarial (CVS) del año anterior; y (iii) Nivel N°3 – Ingresos Medios: Usuarios, no comprendidos en los Niveles N°1 y N°2, a quienes, tomando como referencia el ámbito de jurisdicción nacional, el impacto en la factura que genere la corrección del componente Energía, equivaldrá a un incremento porcentual total anual en su factura de hasta el 80% del Coeficiente de Variación Salarial (CVS) del año anterior.

Así, a partir del 1 de septiembre de 2022 y hasta el 31 de octubre de 2022, la implementación del régimen de segmentación de subsidios a usuarios Residenciales de los servicios públicos de energía eléctrica, se aplicaría según el siguiente criterio: (i) Los usuarios de demanda residencial del segmento Nivel 1 – Mayores Ingresos tendrán una reducción del 20% del subsidio aplicado al precio estacional establecido en la Resolución SE N° 605/22; (ii) Los usuarios de demanda Residencial del segmento Nivel 2 – Menores Ingresos no tendrán modificación en la asignación del subsidio vigente; (iii) Los usuarios de demanda Residencial del segmento Nivel 3 – Ingresos Medios, se mantienen los precios estacionales vigentes.

Además, a partir del 1 de septiembre de 2022 y hasta el 31 de octubre de 2022, los usuarios de demanda general (Demandas Menores a 300 kW –No Residencial–) tendrán una reducción del 20% del subsidio aplicado al precio estacional establecido en la Resolución SE N° 605/2022.

En función de ello, la Resolución SE N° 627/2022 (modificada por la Resolución N° 629/2022) aprueba POTREF y el PEE en el MEM que deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios los agentes distribuidores y otros prestadores del servicio público de distribución que lo requieran durante el período comprendido entre el 1 de septiembre y el 31 de octubre de 2022.

El 15 de septiembre de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 649/2022 de la SE, que implementó un esquema de asignación de topes de consumo sin quita de subsidio diferenciado (de acuerdo con las características propias de cada jurisdicción) para usuarios residenciales que no afronten el costo pleno de la energía.

De este modo, a partir del 1 de septiembre de 2022, a la demanda de energía eléctrica que los agentes distribuidores del MEM declaren como destinada a abastecer a usuarios de energía eléctrica con hogar categorizado en el "Nivel 3 –Ingresos Medios–" se le aplicará el POTREF y el PEE en el MEM que han sido definidos para el "Nivel 1 –Ingresos Altos" (en la Resolución SE N° 629/2022), para aquellos consumos de energía eléctrica que excedan 400 kWh/mes.

En el caso de la demanda de los hogares de las provincias de Misiones, Corrientes, Formosa, Chaco, Catamarca y La Rioja, el tope de consumo se incrementará a los consumos excedentes de 550 kWh/mes.

El 26 de septiembre de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 661/2022 de la SE, que aclaró que, a los efectos de la asignación de subsidios a la energía establecidos por el Decreto N° 332/2022, en cada ciclo de facturación, aquellos servicios que no hayan sido identificados como pertenecientes a beneficiarios de Nivel 2 o Nivel 3 en el padrón informado al ENRE, al ENARGAS, a los entes reguladores, a las autoridades provinciales y/o a las empresas prestadoras de los servicios públicos de distribución de energía eléctrica y gas natural por red, deben recibir el tratamiento correspondiente a usuarios residenciales de mayores ingresos (Nivel 1).

El 3 de noviembre de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 742/2022 de la SE, que estableció la aplicación de los POTREF y del PEE en el MEM definidos por la Resolución N° 719/2022 (y las sucesivas que en un futuro la reemplacen), para el segmento del “Nivel 2 – Menores Ingresos”.

El 21 de octubre de 2022 fue publicada la Resolución N° 539/2022 del ENRE, que convocó 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 tendientes a obtener una adecuación transitoria de tarifas, ello dentro del proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las concesionarias. La audiencia se celebró el 30 de noviembre de 2022. El informe final de la audiencia fue aprobado mediante Resolución del ENRE N° 682/2022, publicada el 27 de diciembre de 2022.

El 3 de noviembre de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 742/2022 de la Secretaría de Energía, que estableció la aplicación de los POTREF y del PEE en el MEM definidos por la Resolución N° 719/2022 (y las sucesivas que en un futuro la reemplacen), para el segmento del “Nivel 2 – Menores Ingresos”.

El 11 de noviembre de 2022 fue publicada la Resolución N° 576/2022 del ENRE, que convocó 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 tendientes a obtener una adecuación transitoria en la tarifa, ello dentro del proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral, con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las concesionarias. La audiencia fue celebrada el 23 de enero de 2023. El informe final de la audiencia fue aprobado mediante la Resolución N° 154/2023 del ENRE, publicada el 1 de febrero de 2023.

El 29 de abril de 2023 se publicó la Resolución SE 323/2023, mediante la cual la Secretaría de Energía aprobó la Reprogramación Trimestral de Invierno para el MEM, correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de 2023.

El 7 de febrero de 2023 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 56/2023, que reglamenta un nuevo régimen de regularización de deudas conforme lo establece el Artículo 89 de la Ley 27.701, estableciendo criterios y condiciones específicas al respecto.

En igual fecha se publicó en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 59/2023 mediante la cual la Secretaría de Energía habilitó a los agentes generadores titulares de centrales de generación térmica cuya tecnología sea tipificada como “Ciclos Combinados” de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 826/2022, que no se encuentren comprometidas en contratos de abastecimiento de energía eléctrica, a adherir a un “Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia” con CAMMESA (en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM) con el objetivo de incentivar las inversiones necesarias de mantenimientos mayores y menores de las máquinas.

Precios

Precio Estacional

El precio efectivo 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. Dicho precio se conoce como el “precio estacional” y desde la sanción de la Ley N° 24.065 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.

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 descrita 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.

Como resultado del déficit del Fondo de Estabilización, el gobierno argentino, mediante Resolución de la SE N° 406/2003, estableció un orden de prioridad para la consolidación de deuda a favor de los acreedores del MEM: a) las sumas que le correspondieran como créditos pendientes de pago al fondo unificado creado por la Ley de Energía Eléctrica; b) los ingresos mensuales asignables a los fondos y cuentas del MEM; c) los saldos adeudados a los agentes del MEM una vez abonados los conceptos remunerativos establecidos en los incisos d), e) y f) a continuación; d) los conceptos relacionados con el pago de la remuneración de la potencia y los servicios prestados al MEM; e) los montos correspondientes a: (i) la energía producida y entregada en el mercado spot horario valorizada a su costo operativo en función de los costos variables de producción declarados y aprobados para los productores con generación térmica más la totalidad de los cargos de transporte correspondientes; (ii) la energía producida y entregada en el mercado spot horario por las centrales hidroeléctricas, valorizada al costo promedio establecido en el Anexo 26 de los Procedimientos de CAMMESA más la totalidad de los cargos de transporte correspondientes; (iii) la remuneración correspondiente a los transportistas de energía eléctrica; (iv) los montos adeudados a prestadores adicionales de la función técnica de transporte no distribuidores; y f) los compromisos asumidos en relación con los Anexos II, III, IV de la Resolución de la SE N° 01/2003. Como consecuencia de la fijación del sistema de prioridades descrito, CAMMESA retuvo 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).

Por medio del Decreto N° 134/2015, el entonces Presidente de la Nación declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional, reconociendo que los sistemas de remuneración establecidos a partir de 2003 no han dado señales económicas suficientes para hacer que los actores privados realicen las inversiones que se requieren para abastecer el crecimiento de la demanda y que el atraso en los niveles de inversión resultó en el aumento del número de interrupciones del suministro y su duración, evidenciando un paulatino y progresivo decrecimiento en la calidad del servicio, entre otras cosas.

Mediante la Resolución N° 6/2016, el ex MEyM reconoció el desfase entre los costos reales y los precios vigentes. No obstante, por razones de política social, el referido Ministerio fijó un nuevo precio estacional para el MEM a un precio igualmente menor al costo real de suministro.

En la Resolución N° 6/2016 se apuntó a avanzar en la implementación gradual de un programa de estandarización de las diferentes variables macroeconómicas, promoviendo el uso razonable y eficiente de la electricidad, y garantizando las condiciones adecuadas para la incorporación de la inversión privada en las diferentes actividades y los segmentos del sector.

Por medio de la Resolución N° 19/2017 de la ex SEE, se estableció un esquema remunerativo en Dólares Estadounidenses, el cual fue dejado sin efecto por la Resolución N° 1/2019 de la ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico.

Sucesivamente, el Poder Ejecutivo continuó con la fijación de precios estacionales para el MEM, a través de una serie de resoluciones y disposiciones. La fijación de precios estacionales en el año 2022 fue realizada por medio de las Resoluciones SE N° 40/2022 (modificada por la Resolución SE N° 105/2022), 305/2022, 605/2022 y 719/2022. Asimismo, mediante la Resolución N° 627/2022 (modificada por la Resolución N° 629/2022), la SE aprobó los Precios de Referencia de la Potencia y Precio Estabilizada de la Energía en el MEM para el período comprendido entre el 1 de septiembre y el 31 de octubre de 2022. En el año 2023, mediante la Resolución N° 323/2023 la SE aprobó la Reprogramación Trimestral de Invierno para el MEM, correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo y el 31 de octubre de 2023.

Fondo de Estabilización: Reglamentaciones y Legislación Post Crisis Energética

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.

Conforme se mencionó anteriormente, 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, en una situación especial de escasez de gas natural para abastecer la demanda doméstica.

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.

En tal sentido, 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. Al 31 de diciembre de 2010, el déficit del Fondo de Estabilización ascendía a aproximadamente Ps.37.000 millones. Este déficit fue financiado por el gobierno argentino mediante préstamos otorgados a CAMMESA y a través de inversiones forzosas en nueva capacidad, pero a la fecha continúa siendo insuficiente para cubrir las diferencias entre el precio spot y el precio estacional.

Conforme se mencionó anteriormente, 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.

Remuneración de la generación de electricidad

La Resolución N° 95 de la SE, publicada en el Boletín Oficial el 26 de marzo de 2013, estableció un nuevo régimen general que reemplazó el esquema remunerativo vigente para todo el sector de generación de energía eléctrica (generadores, autogeneradores y cogeneradores) (los "**Generadores Comprendidos**"), a excepción de: (i) generadores de centrales hidroeléctricas binacionales y nucleares; y (ii) la potencia y/o energía regida por los contratos regulados por la SE que contienen una remuneración diferencial bajo las Resoluciones de la SE N° 1193/05, 1281/06, 220/07, 1836/07, 200/09, 712/09, 108/11, 137/11, así como cualquier otro contrato de energía que posea un régimen remunerativo diferencial establecido por la SE (i.e. los contratos de abastecimiento celebrados en el marco del Programa RenovAr, el cual se describe debajo).

Para ingresar al nuevo esquema, los generadores se vieron obligados a renunciar a todo reclamo administrativo y/o judicial que hubiese realizado contra el Estado Nacional, la SE y/o CAMMESA, referente al "Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2008-2011" y/o la Resolución N° 406/2003 de la SE. Asimismo, cada agente generador debía renunciar a realizar reclamos administrativos y/o judiciales contra el Estado Nacional, la SE y/o CAMMESA referentes al Acuerdo antes mencionado y a la Resolución N° 406/2003.

Los generadores excluidos del régimen de la Resolución N° 95, o que no cumplieran con el requerimiento de la renuncia, serían remunerados conforme el régimen establecido en la Resolución N° 240/2003 de la SE, a niveles excesivamente bajos que en la mayoría de los casos no cubrían los costos de generación.

El artículo 9 de la Resolución N° 95 determinó la suspensión transitoria de la incorporación de nuevos contratos en el mercado a término del MEM, e impuso que una vez finalizados los preexistentes al dictado de la Resolución N° 95, sería obligación de los grandes usuarios del MEM adquirir su demanda de energía eléctrica a CAMMESA, conforme las condiciones establecidas por la SE a tal efecto. Asimismo, en virtud del artículo 8, la gestión comercial y el despacho de combustibles quedó centralizado en CAMMESA, dejando los generadores de procurarse el combustible. Ambas previsiones continúan en vigor al día de hoy.

En lo que respecta a la generación de energía eléctrica a través de recursos renovables, la Ley N° 27.191 excluyó la aplicación de las regulaciones que limitan la ejecución de contratos del mercado a término, y en función de ello, se emitió la Resolución N° 281, que creó el Mercado a Término de las Energías Renovables (el cual se describirá debajo).

El 23 de mayo de 2014, fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 529/14 dictada por la SE (la “**Resolución N° 529**”), que estableció una actualización de los valores de los conceptos remuneratorios fijados en la Resolución N° 95 para todos los Generadores Comprendidos.

Con fecha 17 de julio de 2015, la ex SEE emitió la Resolución N° 482/15 (la “**Resolución N° 482**”) que: (i) reemplazó los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución N° 529/14 (modificatoria de la Resolución N° 95) actualizando los valores de la remuneración contemplada en dichos anexos; (ii) modificó el cálculo de los cargos variables de transporte aplicable a los generadores hidroeléctricos y renovables; (iii) incorporó un concepto adicional denominado “Recursos para Inversiones del FONINVEMEM 2015-2018”; (iv) incorporó un concepto remuneratorio denominado “Remuneración Directa FONINVEMEM 2015-2018” aplicable a las unidades que se instalen en el marco del FONINVEMEM 2015-2018; (v) creó un nuevo régimen de contribuciones específicas para generadores involucrados en proyectos de inversión aprobados por la SE y un nuevo régimen de incentivos para la producción de energía y eficiencia operativa para los Generadores Comprendidos.

El esquema de remuneración establecido por la Resolución N° 482 fue luego modificado a través del dictado de la Resolución N° 22/16.

El esquema de remuneración establecido por la Resolución N° 22/2016 quedó sin efecto a raíz del dictado de la Resolución SEE N° 19/17. Ésta última, fijó un esquema remunerativo en Dólares Estadounidenses.

La Resolución SEE N° 19/2017 fue posteriormente derogada y sustituida por la Resolución N° 1/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (“**Resolución N° 1**”), que mantuvo el esquema remunerativo valuado en Dólares Estadounidenses.

Finalmente, la Resolución N° 1 fue modificada por la Resolución N° 31/2020 de la SE, publicada en el Boletín Oficial el 27 de febrero de 2020 (“**Resolución N° 31**”, modificada por la Resolución SE N° 440/2021), que en su Anexo III regula la remuneración de la energía generada por Centrales de Generación Habilitadas que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales, que se identifican como tipo eólicos, solar fotovoltaico, biomasa, entre otros. La Resolución N° 31 se destacó por establecer un esquema remunerativo valuado en Pesos Argentinos, dejando atrás la valuación en Dólares Estadounidenses.

Se encuentran exceptuados del régimen de la Resolución N° 31 aquellos agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM con unidades generadoras con potencia comprometida en el marco de contratos centralizados destinados al abastecimiento de la demanda del MEM (Contratos de Abastecimiento MEM), cuya energía eléctrica producida sea destinada al cumplimiento de los citados contratos.

La Resolución N° 31 fue luego modificada por la Resolución SE N° 440/2021 (“Resolución N° 440”), que a su vez fue luego modificada por la Resolución SE N° 238/2022 (“Resolución N° 238”) y la Resolución SE N° 826/2022 (“Resolución N° 826”).

Cabe destacar que la Resolución 31, en su Anexo VI, preveía un mecanismo de actualización de los valores establecidos en Pesos Argentinos. Sin embargo, este mecanismo de actualización fue suspendido hasta nueva decisión, en virtud de la nota NO-2020-24910606-APN-SE#MDP, emitida por la SE con fecha 8 de abril de 2020 y finalmente derogado por medio de la Resolución N° 440/2021.

Esquema Remunerativo Actual – Resolución N° 31 y sus modificatorias

La Resolución N° 31 reemplazó los Anexos I, II, III, IV and V, de la Resolución N° 1, y derogó su artículo 8, estableciendo nuevos precios para la energía y la potencia entregadas en el mercado spot para los Generadores Habilitados (unidades de generación sin contrato de abastecimiento).

La Resolución N° 31, así como la Resolución N° 1 y su antecesora, la Resolución N° 19/2017, estableció una remuneración específica para generadores térmicos que ofrecían disponibilidad garantizada ofrecida (DIGO) a CAMMESA. La remuneración DIGO, así como la oferta de potencia disponible (DIGO) depende de la época del año: verano (diciembre, enero y febrero), invierno (junio, julio, agosto) y el resto (marzo, abril, mayo, septiembre, octubre, noviembre).

Adicionalmente, la Resolución N° 31 introdujo un nuevo criterio remunerativo, considerando las primeras 25 (HMRT-1) y las segundas 25 (HMRT-2) horas de máximo requerimiento térmico (“**HMRT**”) de cada mes, fijando asimismo una distinción entre los períodos de verano, invierno, y el resto de los meses.

Todos los precios remunerativos se establecen en Pesos Argentinos, con un parámetro de ajuste mensual, que tiene en cuenta los índices IPIM e IPC. Sin embargo, como se explicó anteriormente, este mecanismo fue derogado por la Resolución N° 440.

Posteriormente, la Resolución N° 440 introdujo modificaciones a la Resolución N° 31, e implementó -entre otras- las siguientes cuestiones:

- (i) Sustituyó los Anexos II, III, IV y V de la Resolución N° 31;

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

- (ii) Derogó el artículo 2 de la Resolución 31, que había establecido que los valores de remuneración expresados en Pesos Argentinos se actualizarían según el procedimiento indicado en el Anexo VI de la Resolución N° 31;
- (iii) Estableció que para la aplicación de la Resolución N° 440, cada agente generador del MEM y el MEMSTDF debería presentar ante CAMMESA, en el plazo de 30 días corridos a partir de la publicación de la Resolución N° 440, una nota manifestando de manera plena e incondicional a satisfacción de CAMMESA, el desistimiento de cualquier reclamo administrativo o proceso judicial en curso contra el Estado Nacional, la SE y/o CAMMESA, relacionados con el artículo 2 de la Resolución N° 31, así como la renuncia a presentar cualquier reclamo administrativo y/o judicial contra el Estado Nacional, la SE y/o CAMMESA a futuro, en relación al mismo.

En caso de que el agente generador alcanzado no presentara la nota de desistimiento, se realizaría la liquidación de ventas con los valores de remuneración vigentes en forma previa a la sanción de la Resolución N° 440. Si la presentación se hiciera una vez vencido el plazo indicado, se aplicarían los nuevos valores de remuneración a partir de la transacción del mes que presente la nota, no correspondiente la reliquidación retroactiva a febrero de 2021;

En este sentido, el 21 de mayo de 2021, la Secretaría de Energía emitió la nota NO-2021-45741345-APN-SE#MEC, instruyendo a CAMMESA a que solicite a los Agentes Generadores que expresen el desistimiento a reclamos de acuerdo al modelo de nota que allí se adjuntó.

- (iv) Instruyó a CAMMESA a realizar la reliquidación de las transacciones económicas por la venta de energía por cada agente generador, en el marco de la Resolución N° 31, que ya hubiera realizado a partir de febrero de 2021 hasta la fecha de la Resolución N° 440 con los nuevos valores de remuneración, en tanto se haya dado cumplimiento a lo establecido en el punto (iii) arriba expuesto;
- (v) La medida entraría en vigencia y sería de aplicación a partir de las transacciones económicas de febrero de 2021.

El 21 de abril de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 238, que modificó la Resolución N° 440 e implementó, entre otras, las siguientes cuestiones:

- (i) Sustituyó los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución N° 440;
- (ii) Actualizó las remuneraciones a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2022, y a la vez, estableció una actualización en los valores de remuneración a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de junio de 2022.
- (iii) Instruyó a CAMMESA a realizar la reliquidación de las transacciones económicas por la venta de energía por cada agente generador que ya hubiera sido realizado a partir de febrero 2022, y hasta la fecha de la Resolución N° 238, con los nuevos valores de remuneración.

El 14 de diciembre de 2022 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 826, que modificó la Resolución N° 238 e implementó, entre otras, las siguientes cuestiones:

- (i) Sustituyó los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución N° 238;
- (ii) Actualizó las remuneraciones a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de septiembre de 2022, y a la vez, estableció una actualización en los valores de remuneración a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de diciembre de 2022, febrero de 2023 y agosto de 2023.
- (iii) Instruyó a CAMMESA a realizar la reliquidación de las transacciones económicas por la venta de energía de cada agente generador hechas bajo la Resolución N° 238 para las transacciones de septiembre y octubre de 2022 con los valores de la remuneración establecidos en la Resolución N° 238 afectados por un factor de 1,20.

Cabe mencionar que mediante la Resolución N° 59/2023 publicada en el Boletín Oficial el 7 de febrero de 2023, la Secretaría de Energía habilitó a los Agentes Generadores titulares de Centrales de Generación Térmica cuya tecnología sea tipificada

como “Ciclos Combinados” de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 826, que no se encuentren comprometidas en contratos de abastecimiento de energía eléctrica, a adherir a un “Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia” con CAMMESA (en representación de los Distribuidores y Grandes Usuarios del MEM) con el objetivo de incentivar las inversiones necesarias de Mantenimientos Mayores y Menores de las máquinas.

Los agentes interesados en la suscripción del referido Acuerdo deberán presentar a CAMMESA, en el plazo de hasta 90 días corridos de publicada la Resolución N° 59/2023, la correspondiente solicitud, adjuntando la siguiente información:

- a. La/s unidad/es que asumirá/n el compromiso;
- b. Potencia Neta de cada una de las unidades y Disponibilidad Comprometida, la cual será el 85% de la Potencia Neta;
- c. Plazo de Vigencia del Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia para cada una de las unidades (el inicio del plazo comenzará desde la suscripción del acuerdo con CAMMESA y no podrá ser superior a los cinco (5) años).

Resolución Contratos bajo la Resolución N° 220/2007

En enero de 2007, la SE emitió la Resolución N°220/2007, que habilitó la celebración de Contratos MEM entre el MEM (representado por CAMMESA) y los generadores (que no fueran agentes del MEM a la fecha de la resolución o no tuvieran el equipo de generación a utilizarse) que aporten una nueva oferta de generación y disponibilidad de potencia al sistema a través de proyectos seleccionados por el Ministerio de Planificación o en los que participe el gobierno argentino y/o ENARSA.

Conforme se describió anteriormente, la Resolución N° 220/07 estaba excluida del régimen general contemplado en la Resolución N° 95. Por lo tanto, el régimen establecido por la Resolución N°220/07 permanece vigente únicamente para los contratos que prevén un régimen remunerativo diferencial de acuerdo con esta resolución.

La Resolución N° 220/2007 establecía que los contratos tendrían un plazo máximo de vigencia de 10 años, y que las centrales correspondientes generarán en la medida que resulten despachadas por CAMMESA.

La resolución establece asimismo que las ofertas de los proyectos deberían presentarse en la SE e incluir la siguiente información: (i) unidades a ser habilitadas y que asumirán el compromiso; (ii) disponibilidad garantizada de las unidades; (iii) duración ofertada del contrato de abastecimiento; (iv) disponibilidad de potencia comprometida para todo el período ofertado; y (v) desagregación de los costos fijos y variables, y en particular los correspondientes al financiamiento, y documentación respaldatoria de dicha desagregación.

La potencia y la energía suministrada recibían una remuneración mensual calculada en base a la anualidad de los costos de instalación y/o los métodos de cálculo y los costos fijos y variables reflejados en el Contrato MEM correspondiente, que son determinados y reconocidos por la SE en ocasión de la aceptación de las ofertas de los proyectos correspondientes.

Dichos costos podrán ser revisados por la SE siempre que cualquiera de sus componentes se vea alterado en forma significativa a fin de asegurar que dichos costos sean cubiertos por el precio establecido en el contrato de abastecimiento correspondiente.

La Resolución N°220/2007 estableció asimismo que, en la medida que permanezca aplicable la Resolución de la de la SE N°406/2003, las obligaciones de pago bajo los Contratos MEM celebrados en el marco de la Resolución N° 220/2007 se benefician de la prioridad establecida en el Artículo 4(e) de dicha resolución. Asimismo establece que en el caso de una modificación regulatoria en el orden de prelación mencionado, las obligaciones de pago bajo dichos contratos de abastecimiento 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 de abastecimiento celebrados bajo este régimen tendrá, al menos, la misma prioridad que la recuperación de, por ejemplo, los costos del combustible utilizado para generación de energía eléctrica ya instalada.

Mediante Resolución N°1.836/2007, la SE instruyó a CAMMESA a suscribir con ENARSA los Contratos MEM correspondientes a emplazamientos a ser comunicados en cada caso, aprobando el modelo de contrato a suscribir y disponiendo que las condiciones particulares de cada contrato de abastecimiento deberían ser aprobadas por la SE.

Dentro de este régimen, ENARSA convocó a la Licitación N°1/2007 y el Concurso de Precios N°1/2008, y Licitación N°2/2007. La Sociedad resultó adjudicataria de los contratos de suministro de 273 MW, véase “*Información sobre la Sociedad— Generación de Energía.*”

Nueva Capacidad de Generación de Energía Eléctrica: Resolución N°21/2016

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

En el marco del Decreto N° 134/2015, el ex MEyM reconoció la necesidad de incorporar nueva capacidad de generación térmica. En este contexto, el 22 de marzo de 2016, mediante Resolución N° 21/2016, la ex SEE llamó a una licitación pública para la instalación de nueva capacidad de generación y producción de electricidad para el verano 2016/2017, invierno 2017 y verano 2017/2018.

El 14 de junio de 2016, mediante Resolución N° 155/2016, la ex SEE anunció las empresas que resultaron adjudicatarias bajo esta licitación y autorizó a CAMMESA suscribir los contratos de demanda mayorista pertinentes con empresas adjudicadas

En este contexto, por instrucción regulatoria de la ex SEE, CAMMESA a invitó a mejorar los precios a cada una de las empresas cuyas ofertas habían sido consideradas admisibles, pero no adjudicadas a través la Resolución N°155/2016. Ello, con el objeto de evaluar la posibilidad de contratar un volumen adicional de capacidad en firme.

En consecuencia, el 14 de julio de 2016, mediante Resolución N° 216/2016, la ex SEE autorizó a CAMMESA a iniciar las negociaciones para la suscripción de los contratos de demanda mayorista con las empresas allí mencionadas.

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.

En el año 1998, la Ley N° 25.019 (reglamentada por el Decreto N° 1597/1999) aprobó el Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar, declarando de interés nacional a la energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio del país, y estableciendo una serie de beneficios fiscales para proyectos de generación que utilicen las referidas fuentes de energía.

Complementariamente, mediante la sanción de la Ley N° 26.190 en diciembre de 2006, modificada y complementada por la Ley N° 27.191, ambas reglamentadas hoy por el Decreto N° 531/2016 (en conjunto, la “**Ley de Energías Renovables**”), se declaró de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad. La Ley de Energías Renovables estableció un objetivo claro: lograr una contribución del 20% de las fuentes de energía renovables a la matriz eléctrica argentina al 31 de diciembre de 2025.

Este régimen especial, y los contratos de abastecimiento de energías renovables celebrados con CAMMESA, están excluidos del régimen general de remuneración establecido en la Resolución N° 95, sus modificatorias y la Resolución N° 31.

Asimismo, la Ley de Energías Renovables estableció un régimen de inversiones para nuevas obras de construcción destinadas a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, con una vigencia de 10 años.

Los beneficiarios de este régimen podrán ser personas físicas y/o jurídicas que sean titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables, aprobados por las autoridades competentes, con radicación en Argentina, cuya producción esté destinada al MEM y/o a la prestación de servicios públicos.

Las modificaciones introducidas por la Ley N° 27.191 apuntan a establecer un marco legal para incrementar las inversiones en energías renovables y promover la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, incrementando el grado de participación de las fuentes renovables en el mercado argentino. Para tales efectos, entre otras cuestiones, la Ley:

- establece un objetivo a corto y largo plazo: la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables deberá alcanzar una participación del 8% en el consumo eléctrico del mercado para el 31 de diciembre de 2017. Este porcentaje debe incrementarse progresivamente y alcanzar una participación del 20% para el 31 de diciembre de 2025;
- aumenta el límite de potencia establecido para las centrales hidroeléctricas incluidas en el régimen de fomento de 30 MW a 50 MW;
- modifica y amplía los beneficios fiscales para los proyectos que reúnen los requisitos;
- crea el FODER. El FODER es un fideicomiso público administrado por el BICE, que, entre otras cosas garantiza los pagos de CAMMESA y el Estado Nacional a los Proyectos de generación de energía renovable adjudicados en el marco del Programa RenovAr. El Estado Nacional es el fiduciante, el BICE actúa como fiduciario. Las funciones principales del FODER son otorgar préstamos, realizar aportes de capital, a garantizar el pago de energía mensual debido por CAMMESA en su rol de *off-taker* en los contratos de abastecimiento (“PPA”) suscriptos en el marco del Programa Renovar, y, en caso de corresponder, pagar el precio de venta de los proyectos adjudicados en tal contexto;
- establece obligaciones para los grandes usuarios y grandes demandas: los que sean clientes de los prestadores del servicio público de distribución o de los agentes distribuidores, con demandas de potencia iguales o mayores a 300 KW deberán cumplir metas graduales mediante autogeneración o la suscripción de contratos

de compraventa de energía a partir de fuentes renovables. Esta compra de energía podría realizarse directamente al generador, a través de un distribuidor que adquiere la demanda de energía de un generador, un comercializador o directamente de CAMMESA.

La Ley de Energías Renovables define a las fuentes renovables de energía como aquellas fuentes de energía no fósiles, idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo, incluida la energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica hasta 50 MW, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles (con excepción de los usos previstos en la Ley N° 26.093).

Conforme se especifica en las reglamentaciones, el régimen establecido por la Ley N° 27.191:

- designa al ex MEyM (actualmente la SE) como la autoridad de aplicación de la ley; crea un régimen de fomento que se aplicará a proyectos de nuevas plantas, ampliaciones o repotenciación de existentes, adquisición de equipos nuevos o usados, en la medida que se utilicen bienes nuevos, obras y otros servicios para el proyecto que estén directamente conectados a este último; y
- establece que, las metas establecidas en la ley, serán auditadas en forma anual a partir del 31 de diciembre de 2018, con una tolerancia del 10% por usuario por año para el alcance de los objetivos de consumo de energía establecidos en la ley. La diferencia hasta un 10% en cualquier año, debe compensarse en el año siguiente y se aplicará una sanción al monto que supere el 10%. Asimismo, en caso de incumplirse la obligación de compensación, se aplicará una sanción.

El Decreto N° 531/16 determinó que los proyectos bajo las Resoluciones N° 220/2007, 712/2009 y 108/2011 podían beneficiarse del régimen de fomento establecido en la Ley de Energías Renovables si (i) no hubiesen iniciado la construcción, (ii) hubiesen sido seleccionados por la autoridad de aplicación y (iii) el contrato suscripto hubiese finalizado. Si ya hubiesen iniciado las construcciones, podrán ser beneficiarios del régimen de fomento siempre que acepten las modificaciones a los contratos celebrados que resulten necesarias para adatarlos a la Ley de Energías Renovables. La autoridad de aplicación establecerá un orden de mérito para los proyectos que hayan sido aprobados y determinará el otorgamiento de los beneficios de fomento para cada proyecto.

En base a lo descripto anteriormente, 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 presente 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 cuales no se hubieren suscripto las respectivas adendas, podrán acogerse a los beneficios establecidos en la 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– podrán 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).

Beneficios Fiscales otorgados por la Ley 26.190

El régimen anterior contemplaba los siguientes beneficios fiscales:

- Devolución anticipada del IVA de los bienes nuevos amortizables u obras de infraestructura del proyecto: el IVA facturado a los beneficiarios por la compra, elaboración, fabricación o importación definitiva de bienes de capital o la realización de obras de infraestructura que les hubiera sido facturado, le será acreditado contra otros impuestos a cargo de la AFIP luego de transcurridos, como mínimo, tres períodos fiscales contados desde aquél en el que se hayan realizado las inversiones o, en su defecto, le será devuelto en el plazo estipulado en la aprobación del proyecto, en las condiciones y con las garantías que al respecto se establezcan;

- Amortización acelerada de los bienes u obras de infraestructura a efectos del Impuesto a las Ganancias (“IG”): los beneficiarios podrán practicar amortizaciones por las inversiones correspondientes a los proyectos efectuadas con posterioridad al ejercicio fiscal de habilitación del bien y conforme a los plazos que allí se establezcan. Estas amortizaciones están sujetas a un tratamiento diferenciado según el momento en que se hayan realizado: dentro de los primeros, segundos o terceros doce meses posteriores a la aprobación del proyecto. Esta alternativa está sujeta a la condición de que los bienes permanezcan en el patrimonio del titular del proyecto durante por lo menos tres años contados a partir de la fecha de habilitación; y
- Los bienes afectados por la actividad promovida no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta establecido por la Ley N° 25.063 de los bienes afectados a los proyectos iniciados bajo el régimen de la Ley de Energías Renovables. Este beneficio comprende los tres períodos fiscales cerrados, inclusive, con posterioridad a la fecha de puesta en marcha del proyecto respectivo. Los bienes deben estar afectados al proyecto relevante y tuvieron que haber sido adquiridos por la compañía luego de la aprobación del proyecto.

El régimen también prevé una remuneración adicional en ciertos casos adicionales, de acuerdo con el Artículo 5 de la Ley N° 25.019. En este sentido, los proyectos gozarán además de una remuneración adicional equivalente a Ps. 0,015 por KW/h pagadera a los generadores de energía proveniente de fuentes renovables, excepto en el caso de energía solar, cuyos generadores cobrarán Ps. 0,9 por KW/h. que estén destinados a la prestación de servicios públicos.

Beneficios Fiscales bajo el régimen de la Ley N° 26.190 modificada por la Ley N° 27.191

La Ley de Energías Renovables 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, establecen el Régimen de Fomento de Energías Renovables destinado a incentivar el uso de fuentes de energía renovables para la producción de energía eléctrica, por el cual se prevén los siguientes beneficios fiscales:

- Devolución anticipada del IVA y amortización acelerada en 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;
- Extensión a diez años del período de traslado de quebrantos a ejercicios futuros. Los traslados de quebrantos originados en la actividad promovida sólo podrán compensarse con utilidades netas resultantes de la misma actividad;
- Exclusión de los bienes afectados a la actividad promovida de la base imponible del impuesto a la ganancia mínima presunta, hasta el octavo ejercicio inclusive desde el principio efectivo de ejecución de las obras del proyecto. Cabe destacar que este tributo quedó sin efecto a partir de los ejercicios fiscales que comenzaron después del 1 de enero 2019, en los términos de la Ley N° 27.260;
- Exención del impuesto de retención del 10% sobre dividendos distribuidos por las sociedades titulares de los proyectos de inversión beneficiarios del régimen, en la medida en que esos dividendos se reinviertan en nuevos proyectos de infraestructura dentro del país. Este impuesto de retención fue eliminado en los términos de la Ley N° 27.260. La exención no resultaría procedente respecto del impuesto aplicable sobre la ganancia neta derivada de dividendos y utilidades distribuidas por entidades argentinas a personas humanas, sucesiones indivisas y beneficiarios del exterior, establecido mediante la sanción de la ley N° 27.430 y modificatorias. Destacamos que 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 una retención del 7% del IG sobre el monto de dichos dividendos.
- Certificado de crédito fiscal que podrá ser utilizado para la cancelación de obligaciones fiscales emergentes de impuestos nacionales, por el equivalente a un determinado porcentaje del componente nacional de las instalaciones electromecánicas (excluyendo obras civiles), en la medida en que el mencionado componente nacional alcance un determinado porcentaje. El certificado de crédito fiscal podrá ser cedido a terceros una sola vez. Esta cesión por única vez del certificado de crédito fiscal estará supeditada a la inexistencia de una deuda liquidada y exigible con el fisco.
- Posibilidad de negociar libremente y solicitar un incremento de la tarifa de la energía renovable para reflejar los costos adicionales derivados 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”.

Se entenderá como incrementos fiscales cubiertos a los que resulten de:

a) incrementos de impuestos, tasas, contribuciones o cargos generales o no específicos o no exclusivos de la actividad existentes, por (i) ampliación de la base imponible, (ii) modificación de exenciones y/o desgravaciones y/o (iii) incremento de las alícuotas aplicables;

b) creación de nuevos impuestos, tasas, contribuciones o cargos generales o no específicos o no exclusivos de la actividad.

Queda excluido de lo dispuesto en la norma:

a) la eliminación de la exención de los derechos aduaneros, como consecuencia del vencimiento del plazo de vigencia del beneficio (31 de diciembre de 2017);

b) la creación de tributos específicos, cánones o regalías por parte de aquellas jurisdicciones que se hubiesen adherido al régimen luego del vencimiento del plazo válido para la exención de esos tributos (31 de diciembre de 2025). Esta exención no incluye los posibles cánones a pagar por el uso de terrenos fiscales donde se puedan emplazar los proyectos;

c) la creación de tributos específicos, cánones o regalías, en cualquier momento, por parte de jurisdicciones que no se hubiesen adherido al régimen.

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.

- Exención del pago de derechos a la importación y de todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo o tasa de estadística, con exclusión de las demás tasas retributivas de servicios respecto de la introducción de bienes de capital, equipos o partes o elementos componentes de dichos bienes (nuevos en todos los casos) y de los insumos determinados por la Autoridad de Aplicación que fueren necesarios para la ejecución del proyecto de inversión (y demás infraestructura). Este beneficio tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017.
- Exención en tributos específicos, canon o regalías, sean nacionales, provinciales, municipales o de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, establecidas sobre el acceso y la utilización de las fuentes renovables de energía hasta el 31 de diciembre de 2025 (dentro de las jurisdicciones participantes), excluyendo la percepción de canon o contraprestación equivalente por el uso de tierras fiscales en las que se instalen los emprendimientos.

Los interesados en adherirse al Régimen de Promoción de Energías Renovables deberán renunciar a los beneficios previstos en regímenes anteriores en el marco de las Leyes N° 25.019 y 26.360, mientras que los proyectos que se han beneficiado de dichos regímenes solo podrán acceder al Régimen de Promoción de Energías Renovables si las obras convenidas en virtud de los contratos relevantes no hubiesen comenzado a la fecha de presentación de la solicitud.

Adhesiones al régimen de la Ley N° 26.190 modificada por la Ley N° 27.191

Las siguientes jurisdicciones en las que la Sociedad realiza generación eólica y solar adhieren al régimen de Energía Renovable:

La Provincia de Chubut sancionó la Ley XVII N° 134 en virtud de la cual adhirió a la Ley Nacional N° 27.191 para incentivar el desarrollo de proyectos de fuentes de energía renovables para la producción de electricidad en su provincia;

La Provincia de Río Negro sancionó la Ley N° 5.139 en virtud de la cual adhirió a la Ley Nacional N° 27.191 para incentivar el desarrollo de proyectos de fuentes de energía renovables para la producción de electricidad en su provincia;

La Provincia de San Juan sancionó la Ley 1443-A en virtud de la cual adhirió a todos los beneficios otorgados por la Ley nacional N° 27.191 y el Decreto 531/2016 para incentivar el desarrollo de proyectos de fuentes de energía renovables para la producción de electricidad en su provincia. Adicionalmente a ello, la mencionada provincia sancionó la Ley 1705-A por medio de la cual se declaró de interés provincial la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables y consecuentemente se han previsto ciertos beneficios impositivos referidos al Impuesto de Sellos ("IS"), Impuesto Sobre los Ingresos Brutos ("ISIB"), entre otros.

La Provincia de Buenos Aires sancionó la Ley N° 14.838, en virtud de la cual adhirió a todos los beneficios otorgados por la Ley nacional N° 27.191 y el Decreto N° 531/2016, y estableció las siguientes exenciones durante un plazo de 15 años para los siguientes impuestos:

- (i) Impuestos Inmobiliarios: la exención cubre los inmuebles o parte de los mismos afectados a la instalación de centrales de generación de energía obtenida a partir de fuentes renovables;

- (ii) IS para actos o contratos específicos relacionados con la actividad de generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables; y
- (iii) ISIB para la actividad de generación de electricidad mediante la utilización de fuentes renovables.

Rescisión de Contratos de Energías Renovables

El 25 de abril de 2023, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 284/2023 de la Secretaría de Energía, que establece las condiciones para que sociedades titulares de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables puedan solicitar la rescisión de sus PPA celebrados con CAMMESA. Los aspectos relevantes de la Resolución 284/2023 son los siguientes:

1. *Alcance de la norma:* sociedades (i) adjudicatarias de PPAs en el marco de las Rondas 2 y 3 del Programa RenovAr, o (ii) que fueron habilitadas a solicitar su incorporación al Régimen de Fomento Nacional de las Energías Renovables bajo la Resolución N°202/2016 del ex Ministerio de Energía y Minería (régimen de excepción), que no hayan alcanzado la Fecha de Habilitación Comercial ("COD").

2. Requisitos:

i. El pago de una suma a abonarse por única vez: U\$S 35.000 por cada MW de Potencia Contratada.

ii. La sociedad titular del proyecto debe presentar (i) una renuncia a todo derecho, acción o reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral en la República Argentina, el extranjero y en el ámbito internacional, contra el Estado Nacional, la Secretaría de Energía y/o CAMMESA, y (ii) una declaración por la que se obligue a mantener indemne al Estado Nacional por cualquier acción, reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en extranjero y en el ámbito internacional, de sus accionistas o sociedades controlantes, controladas o vinculadas.

iii. La sociedad titular del proyecto debe presentar (junto con la presentación de la documentación de los puntos anteriores) una declaración jurada de renuncia a los beneficios fiscales otorgados y no gozados contemplados en el art. 9° de la Ley N°26.190 (modificada por la Ley N° 27.191) y en el Decreto N° 814 del año 2017.

3. Plazo para efectuar la solicitud de rescisión: debe presentarse ante CAMMESA en un plazo no mayor a treinta (30) días corridos a partir de la publicación de la medida, es decir a partir del 25 de abril de 2023. La documentación asociada a la solicitud de rescisión contractual será oportunamente requerida por CAMMESA una vez que haya recibido la solicitud de la sociedad titular del proyecto, la que contará con un plazo máximo de noventa (90) días corridos para su presentación.

4. *Certificado de Inclusión:* una vez presentada la declaración jurada de renuncia, la Autoridad de Aplicación dejará sin efecto el acto administrativo por el cual se otorgó el Certificado de Inclusión.

5. *Rescisión:* en caso de que los requisitos enumerados en el punto 2) del presente se encuentren cumplidos, la sociedad titular de proyecto y CAMMESA suscribirán el instrumento que dará por finalizado el vínculo contractual.

Asimismo, las sociedades titulares de proyectos que opten por la rescisión de sus PPAs, deberán rescindir sus respectivos Acuerdos de Adhesión al FODER.

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 S.E. No. 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 N° 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 N° 202 - E/2016 que derogó la Resolución No. 712/2009.

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:

- Objeto: venta de la cantidad de energía eléctrica asociada al nuevo equipamiento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables en el MEM.
- 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;
- 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).
- Plazo del contrato de abastecimiento: Veinte (20) años desde la fecha de habilitación comercial.
- 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;

- 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;
- 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;
- 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.
- 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;
- 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:

- 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.
- 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.
- 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 la 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 aquella más el incremento del 30%. La nueva garantía de cumplimiento de contrato constituida deberá tener una vigencia de, por lo menos, 1 año.

- De no alcanzarse la fecha de habilitación comercial en el plazo adicional de 180 días que otorga la Resolución N° 285, se rescindiría el contrato y se ejecutaría 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.

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 N° 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 N° 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.

La Resolución 1260/2021 de la Secretaría de Energía

El 29 de diciembre de 2021 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución N° 1260/2021 de la Secretaría de Energía, que estableció requisitos para solicitar la resolución o la reconducción de los PPAs celebrados bajo el Programa RenovAr.

Solicitud de Rescisión Contractual

Las sociedades titulares de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía que resultaron adjudicatarias de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable suscritos con CAMMESA, en el marco de las Rondas 1, 1.5, 2 y 3 del Programa RenovAr, o que fueron habilitados a solicitar su incorporación al Régimen de Fomento Nacional de las Energías Renovables de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 202 de fecha 28 de septiembre de 2016 del ex MEyM, y que no hubieran alcanzado la Fecha de Habilitación Comercial, podrían solicitar ante

CAMMESA la rescisión de su Contrato de Abastecimiento, sujeto al cumplimiento de los siguientes requisitos:

a) El pago de una suma definida para cada tecnología, que debería abonarse por única vez:

Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos, Biogás, Biomasa o Biogás de Relleno Sanitario	US\$ 12.500/MW de potencia contratada
Eólica y Solar Fotovoltaica	US\$ 17.500/MW de potencia contratada

b) La presentación de una renuncia de la sociedad titular del proyecto a todo derecho, acción o reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, contra el Estado Nacional, esta Secretaría y/o CAMMESA y de una declaración por la que se obligue a mantener indemne al Estado Nacional por cualquier acción, reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, de sus accionistas o sociedades controlantes, contraladas o vinculadas.

c) La presentación de una Declaración Jurada de renuncia a los beneficios fiscales contemplados en el Artículo 9º de la Ley Nº 26.190, modificado por la Ley Nº 27.191, y en el Decreto Nº 814 de fecha 10 de octubre de 2017, por aquellos beneficios otorgados y no gozados, en forma conjunta con la presentación de la documentación referida en el párrafo anterior.

La Solicitud de Rescisión Contractual debía ser presentada ante CAMMESA en un plazo no mayor a 30 días hábiles a partir de la publicación de la resolución Nº 1260/2021. La documentación asociada a la Solicitud de Rescisión Contractual sería oportunamente requerida por CAMMESA una vez recibida la solicitud de la sociedad titular del proyecto, la que contaría con un plazo máximo de 90 días hábiles para su presentación.

Una vez presentada la Declaración Jurada de renuncia, la Autoridad de Aplicación procedería a dejar sin efecto el acto administrativo por el cual se otorgó el Certificado de Inclusión, en caso de que corresponda.

Encontrándose cumplidos los requisitos descriptos en los Incisos a), b) y c) arriba expuestos, la sociedad titular del proyecto (en su carácter de Parte Vendedora) y CAMMESA (en su carácter de Parte Compradora), suscribirían el instrumento que daría por finalizado el vínculo contractual.

Solicitud de Reconducción Contractual por Prórroga

Las empresas titulares de proyectos que no hubieran alcanzado la Fecha de Habilitación Comercial podrían solicitar una prórroga de hasta 365 días corridos para la Fecha Programada de Habilitación Comercial, para lo cual la sociedad titular del proyecto debería suscribir con CAMMESA una Adenda a su Contrato de Abastecimiento en la que se establecerían los términos de su reconducción.

Para obtener la prórroga, la referida sociedad debía dar estricto cumplimiento a las condiciones descriptas en los Incisos a), b) y c) debajo, y simultáneamente, a alguna de las alternativas dispuestas en los Incisos d) o e) debajo. El cumplimiento de la opción efectuada entre estos dos últimos requerimientos sólo resultaría aplicable a los proyectos adjudicados en las Rondas 1, 1.5 y 2.

- a) Aceptación de una reducción del Período de Abastecimiento del Contrato, equivalente a 2 veces la cantidad de días corridos transcurridos entre la Fecha Programada de Habilitación Comercial original (teniendo en cuenta cualquier extensión de esta última por el otorgamiento de las prórrogas solicitadas o la suspensión de plazos dispuesta por esta Secretaría, según corresponda) y la Fecha de Habilitación Comercial, tal como se las define en el Contrato.
- b) Aceptación de una reducción del precio del Contrato de Abastecimiento en función de una fórmula prevista en la propia resolución. Al precio resultante de la fórmula allí descripta sería aplicable el Factor de Ajuste y el Factor de Incentivo previstos en el Contrato de Abastecimiento.
- c) Incremento de la Garantía de Cumplimiento de Contrato en un 30% de su monto original. Se tendría por cumplido este requisito, si al momento de solicitar esta prórroga el proyecto ya hubiese incrementado el monto original de la referida garantía en un porcentaje igual o superior al mencionado.
- d) Acreditación de un mínimo de Componente Nacional Declarado (CND) del 30% en las instalaciones electromecánicas del proyecto. En caso de que este valor hubiera sido comprometido en la oferta original, se tendría por cumplida esta condición.
- e) Incremento de al menos el 5% del CND, cuando el proyecto hubiera comprometido un porcentaje inferior

al 30%.

La Solicitud de Reconducción Contractual por Prórroga debía ser presentada ante CAMMESA en un plazo no mayor a 30 días hábiles a partir de la publicación de la medida y en la nota de solicitud, la sociedad titular del proyecto debía especificar las opciones elegidas.

La documentación asociada a la Solicitud de Reconducción Contractual por Prórroga sería oportunamente requerida por CAMMESA una vez que haya recibido la solicitud de la sociedad titular del proyecto, la que contaría con un plazo máximo de 90 días hábiles para su presentación.

Las sociedades titulares de proyectos que optaran por adherirse al mecanismo reglado en el presente artículo, deberían renunciar expresamente a efectuar, o desistir de cualquier acción o reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, contra el Estado Nacional, esta Secretaría y/o CAMMESA por causas anteriores a la fecha de firma de la Adenda del Contrato de Abastecimiento por su reconducción.

Transcurrido el plazo máximo de 365 días corridos de la prórroga sin que se hubiere alcanzado la Fecha de Habilitación Comercial de la Central de Generación, sería de aplicación lo previsto en la Cláusula 7.2. (b). ii del Contrato de Abastecimiento.

La no ocurrencia de la Fecha de Habilitación Comercial antes o en la Fecha Programada de Habilitación Comercial, luego de considerar la nueva prórroga otorgada y cualquier extensión de ésta de conformidad con la Cláusula 7.2, habilitaría la emisión de una Notificación de Rescisión del Contrato de Abastecimiento por parte de CAMMESA, y la ejecución de la Garantía de Cumplimiento de Contrato.

Solicitud de Reconducción Contractual por Reducción de la Potencia Contratada.

Las sociedades titulares de proyectos adjudicados en las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr o que hubieren solicitado su incorporación al Régimen de Fomento Nacional de las Energías Renovables a través de la Resolución N° 202/16 del ex Ministerio De Energía y Minería, podrían solicitar una reducción de la potencia contratada.

La nueva potencia resultante de la Habilitación Comercial podría realizarse en un único tramo por una fracción de la Potencia Contratada, manteniendo el precio, el período de vigencia del Contrato de Abastecimiento y las garantías constituidas. En ningún caso, podría ser inferior a la potencia mínima establecida en el Pliego de Bases y Condiciones aplicable a cada Ronda.

La Solicitud de Reconducción Contractual por Reducción de la Potencia Contratada debería ser presentada ante CAMMESA en un plazo no mayor a 30 días hábiles a partir de la publicación de la medida.

La documentación asociada a la Solicitud de Reconducción Contractual por Reducción de la Potencia Contratada sería oportunamente requerida por CAMMESA, una vez que hubiera recibido la solicitud de la sociedad titular del proyecto, la que contaría con un plazo máximo de 90 días hábiles para su presentación.

Las sociedades titulares de proyectos que optaran por solicitar la reconducción contractual, deberían renunciar expresamente a efectuar, o desistir de cualquier acción o reclamo administrativo, judicial, extrajudicial o arbitral, en la República Argentina, en el extranjero y en el ámbito internacional, contra el Estado Nacional, esta Secretaría y/o CAMMESA por causas anteriores a la fecha de firma de la Adenda del Contrato de Abastecimiento por reducción de potencia.

Los Certificados de Inclusión otorgados deberían ser modificados, de forma de adecuarlos a la nueva Potencia Contratada.

Cuestiones adicionales

Lo recaudado por CAMMESA por los pagos realizados bajo esta resolución se destinará a solventar los gastos derivados de la implementación del Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica, regulado por las Leyes N° 26.190 y 27.191.

A tales efectos, CAMMESA deberá mantener dichos fondos en una cuenta especial.

La SE podrá instruir a CAMMESA a transferir todo o parte de los recursos mencionados al Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), creado por el Artículo 7° de la Ley N° 27.191, para el cumplimiento de su objeto.

Asimismo, se instruye a CAMMESA a cursar la Notificación de Causal de Rescisión y a ejecutar las garantías constituidas, en el caso de que al vencimiento de los plazos establecidos en la Resolución 1260/2021 las sociedades titulares de proyectos no hubieran presentado solicitud alguna o bien no hubieran presentado la documentación requerida por CAMMESA y se trate de proyectos que hayan excedido los 180 días de demora de la Fecha Programada de Habilitación Comercial.

Las sociedades titulares de proyectos que opten por la rescisión de sus Contratos de Abastecimiento deberán rescindir sus respectivos Acuerdos de Adhesión al FODER.

Posteriormente, a través de la instrucción NO-2022-08537228-APN-SE#MEC, de fecha 27 de enero de 2022, la Secretaría de Energía publicó los “Criterios de Implementación de la Resolución SE N° 1260/2021 por Rescisión o Reconducción contractual del Programa RenovAr”, complementando las disposiciones de la Resolución.

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

Como se explicó anteriormente, en la medida que la Ley N° 27.191 excluye la generación de energía a partir de fuentes renovables de los límites impuestos a la suscripción de contratos del mercado a término, el ex MEyM emitió la Resolución 281 (modificada por la Resolución N° 230/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía, y las Resoluciones N° 551/2021 y 14/2022 de la Secretaría de Energía y la Resolución N° 370/2022 del Ministerio de Economía) que 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 acápite 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 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.

Finalmente, el 10 de mayo de 2023, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 360/2023 (“Resolución 360”) de la Secretaría de Energía, que modifica ciertos aspectos del régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (“MATER”), regulado por la Resolución N° 281 y sus modificatorias.

En particular, y entre otras modificaciones, 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 281 y comience a abonar, durante dos (2) años, un cargo trimestral por ingreso al MATER de 500 USD por MW de potencia habilitada comercialmente, manteniendo en todos los casos la prioridad de despacho.

A su vez, 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 281).

En este sentido, 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.

Sin embargo, 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.

A este respecto, 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 281).

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 360.

Remuneración en Mercado Spot para energías renovables

Conforme lo previsto por la Resolución N° 826, 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 noviembre de 2022, un precio de Energía No Convencional (PENC) establecido en 3.719 \$/MWh.
- A partir de la transacción económica de diciembre de 2022 un precio de Energía No Convencional (PENC) establecido en 4.090 \$/MWh.
- A partir de la transacción económica de febrero de 2023, un precio de Energía No Convencional (PENC) establecido en 5.113 \$/MWh.
- A partir de la transacción económica de agosto de 2023 un precio de Energía No Convencional (PENC) establecido en 6.545 \$/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.

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

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.

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 SE. 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 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; 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, 404/94, 1102/04 y 785/05 (modificada por la Resolución N° 414/21) - de la Secretaría de Energía de la Nación; 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°2222/19 de la Autoridad del Agua que regula los procesos para la obtención de prefactibilidades, aptitudes y permisos; 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° 1126/07 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.

Por su parte, debido a que la actividad de la Compañía se desarrolla en la provincia de Entre Ríos, la Compañía también se encuentra sujeta al cumplimiento de las normas ambientales de esta provincia. Entre ellas se mencionan, por ejemplo: a) la Ley N°6.260 y sus Decretos Reglamentarios N°5.837/1991 (modificado por el Decreto N°5.394/96) sobre prevención y control de la contaminación por parte de las industrias; b) el Decreto N°4.977/09 (modificado por el Decreto N° 3237/2010), complementado por el Decreto N°3.498/16, que establece la reglamentación del estudio de impacto ambiental para la planificación estratégica de la localización de actividades y emprendimientos en territorio de la provincia; c) la Ley N°8.880 de adhesión a la Ley Nacional N° 24.051 de residuos peligrosos; d) el Decreto N° 603/06 y su modificatorio Decreto N°664/17, mediante el cual se crea el Registro Provincial de Generadores, Operadores y Transportistas de Residuos

Peligrosos, y el Decreto N°3499/16 el cual prevé que la Provincia y las Municipalidades emitirán el Certificado Ambiental Anual de los generadores, transportistas y/u operadores de residuos peligrosos; d) la Ley N°9.172 (Ley de Aguas de la provincia de Entre Ríos) y su Decreto Reglamentario N°7.547/99; e) la Ley N°8.916 y sus modificatorias que establecen el marco regulatorio del sector eléctrico de la provincia de Entre Ríos; y f) la Ley N°10.933 con su Decreto Reglamentario N° 324/2023 que regula la energía eléctrica sostenible y la utilización de fuentes renovables de energía para la generación de energía eléctrica destinada al mercado eléctrico; 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; b) la Ley N°6.605 (modificada por Ley N° 6943) 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 d) la Ley 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-L y 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°638-1989-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 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° 3335/99) 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 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.

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 20% de la capacidad eólica instalada en el país al 31 de diciembre de 2022. Argentina posee una de las condiciones más favorables en el mundo para la generación de energía eólica renovable, con factores de carga de aproximadamente 50% 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 tienen una vigencia de 15 años y representan el 100% del consumo de energía para ambas compañías.

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.

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 15 años (15 años para nuestros PPA de energía eólica, 5 años para los de energía térmica, 17 años para los de energía solar. 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 96,8% al 31 de diciembre de 2022.

La energía generada por nuestros activos renovables posee prioridad de despacho

Los activos correspondientes a parques eólicos también tienen prioridad en la curva de despacho y los factores de alta 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 predecibles. 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 parciales en Enero 2023 por 22MW, Febrero por 36MW y 20MW en Marzo.

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:

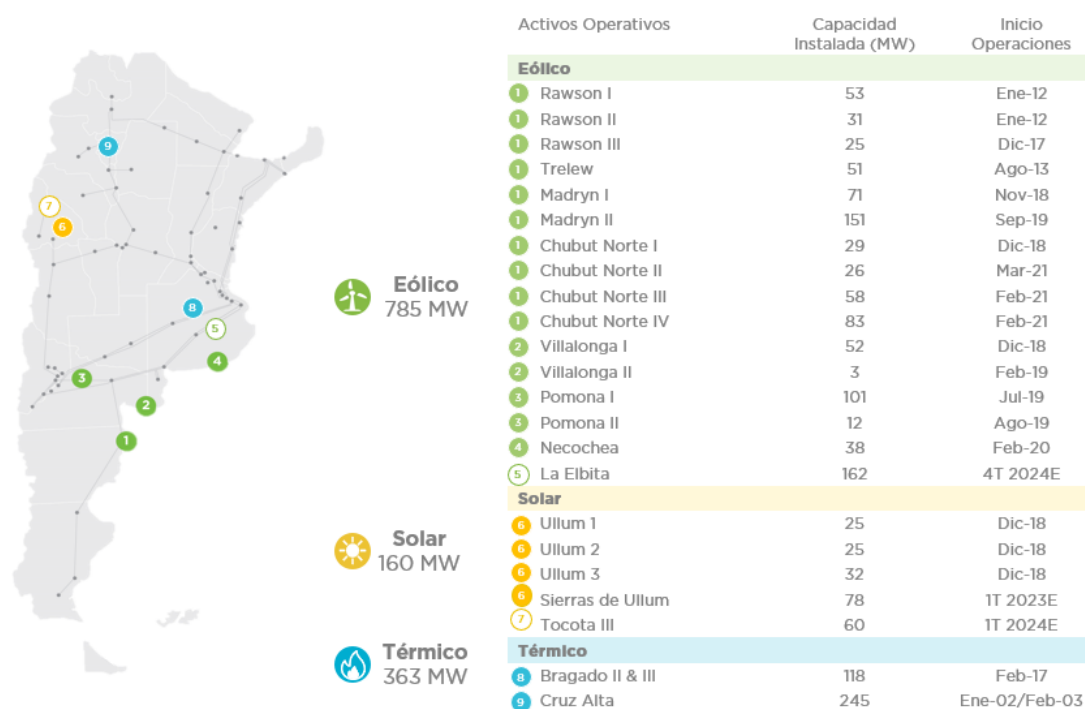
	Ubicación	Fecha de comienzo de operaciones comerciales	Capacidad Instalada a la fecha del presente Prospecto (MW)
Parques Eólicos			
Rawson I y II	Provincia del Chubut	Enero 2012	83,65
Trelew	Provincia del Chubut	Agosto 2013 ⁽¹⁾	51,00
Rawson III	Provincia del Chubut	Diciembre 2017	25,05
Madryn I	Provincia 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

	Ubicación	Fecha de comienzo de operaciones comerciales	Capacidad Instalada a la fecha del presente Prospecto (MW)
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
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			1.229

Notas:

- (1) Esta central inició operaciones comerciales en agosto de 2013 pero ha sido operada por la Emisora desde el 29 de noviembre de 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.



El siguiente cuadro presenta las ventas netas 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 2022, 2021 y 2020.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Parques eólicos			
Rawson I y II			
Ventas netas	35,3	33,7	38,4
Factor de disponibilidad	96,5%	96,2%	97,0%
Generación neta (GWh)	272	266	296
Rawson III			
Ventas netas	7,9	7,3	7,4
Factor de disponibilidad	96,6%	95,9%	93,6%
Generación neta (GWh)	106	103	108
Trelew			
Ventas netas	19,4	18,4	20,1
Factor de disponibilidad	83,2	77,7%	81,1%
Generación neta (GWh)	150	144	158
Chubut Norte I			
Ventas netas	10,5	10,1	11,1
Factor de disponibilidad	97%	95%	96,4%
Generación neta (GWh)	129	126	141
Madryn I			
Ventas netas	28,0	28,3	29,9
Factor de disponibilidad	96,5%	97%	97,5%
Generación neta (GWh)	308	302	330
Madryn II			
Ventas netas	57,4	57,3	60,6
Factor de disponibilidad	96,1%	96,5%	97,2%
Generación neta (GWh)	643	625	671
Villalonga I			
Ventas netas	16,8	15,5	16,6
Factor de disponibilidad	96,6%	97,1%	97,1%
Generación neta (GWh)	247	231	252
Villalonga II			
Ventas netas	0,9	0,9	1,0
Factor de disponibilidad	96,3	97,9%	97,8%
Generación neta (GWh)	16	15	17
Pomona I			
Ventas netas	28,0	24,5	25,6
Factor de disponibilidad	96,8%	95,4%	93,2%
Generación neta (GWh)	417	367	390
Pomona II			
Ventas netas	3,0	2,8	2,3
Factor de disponibilidad	99,0%	98,6%	80,4%
Generación neta (GWh)	53	47	41
Necochea ⁽⁶⁾			
Ventas netas	9,8	10,5	9,7
Factor de disponibilidad	89,1%	97,8%	96,9%
Generación neta (GWh)	151	158	150
Chubut Norte II ⁽⁵⁾			
Ventas netas	5,6	5,0	-
Factor de disponibilidad	98,8%	86,9%	-
Generación neta (GWh)	99	88	-
Chubut Norte III ^{(5) (6)}			
Ventas netas	18,0	13,5	-
Factor de disponibilidad	97,4%	88,7%	-
Generación neta (GWh)	247	211	-
Chubut Norte IV ^{(5) (6)}			

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Ventas netas	11,9	9,3	-
Factor de disponibilidad	94,8%	79,1%	-
Generación neta (GWh)	378	319	-
Parques solares			
Ullum Solar I ⁽⁴⁾			
Ventas netas	4,0	4,0	4,1
Factor de disponibilidad	79,9%	79,8%	79,2%
Generación neta (GWh)	63	61	64
Ullum Solar II ⁽⁴⁾			
Ventas netas	4,3	4,0	4,2
Factor de disponibilidad	82,2%	81,7%	79,9%
Generación neta (GWh)	64	63	63
Ullum Solar III ⁽⁴⁾			
Ventas netas	5,5	5,3	5,7
Factor de disponibilidad	82,2%	80,2%	81,6%
Generación neta (GWh)	83	80	83
Centrales térmicas			
Matheu ⁽²⁾			
Ventas netas	-	-	0,6
Factor de disponibilidad	-	-	99,9%
Generación neta (GWh)	-	-	9
Paraná ⁽²⁾			
Ventas netas	-	-	1,3
Factor de disponibilidad	-	-	91,6%
Generación neta (GWh)	-	-	3
Concepción del Uruguay ⁽³⁾			
Ventas netas	-	-	1,2
Factor de disponibilidad	-	-	100%
Generación neta (GWh)	-	-	1
Olavarría ⁽²⁾			
Ventas netas	-	-	1,5
Factor de disponibilidad	-	-	97,8%
Generación neta (GWh)	-	-	35
Las Armas			
Ventas netas	-	-	7,4
Factor de disponibilidad	-	4,86%	81,1%
Generación neta (GWh)	-	1	105
Bragado ⁽¹⁾			
Ventas netas	31,2	38,6	45,1
Factor de disponibilidad	94,5	95,3%	96,6%
Generación neta (GWh)	256	283	306
Pinamar ⁽²⁾			
Ventas netas	-	-	-
Factor de disponibilidad	-	-	-
Generación neta (GWh)	-	-	-
Cruz Alta			
Generación neta (GWh)	-	-	-

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Ventas netas	12,0	9,6	9,0
Factor de disponibilidad	97,9%	99,1%	100%
Generación neta (GWh)	21	13	8

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 dejó 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-APN-SE#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 netas 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 40,63% hasta el 31 de diciembre de 2021, 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 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. Para mayor información, ver “Fideicomiso financiero Loma Blanca Serie I”. 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 – f) 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 – f) 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 Choe. 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 Choe 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 Choe. 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 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.

Posteriormente, el 4 de marzo de 2021, la Secretaría de Energía de la Nación, mediante Nota NO-2021-19390103-APN-SE#MEC, dispuso el otorgamiento de una prórroga por un plazo de hasta 88 días corridos en la fecha acordada en los PPAs para la habilitación comercial, de aquellos proyectos que puedan acreditar demoras como consecuencia de las restricciones cambiarias resueltas mediante el DNU N° 609/2019 y la Comunicación “A” 6770 del Banco Central de la República Argentina. El otorgamiento de la prórroga se encuentra condicionada a que los titulares de los proyectos renuncien a formular reclamos vinculados con las restricciones cambiarias.

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”

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

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.

Posteriormente, el 4 de marzo de 2021, la Secretaría de Energía de la Nación, mediante Nota NO-2021-19390103-APN-SE#MEC, dispuso el otorgamiento de una prórroga por un plazo de 88 días corridos en la fecha acordada en los PPAs para la habilitación comercial, de aquellos proyectos que puedan acreditar demoras como consecuencia del establecimiento de las restricciones cambiarias mediante el dictado del DNU N° 609/2019 y de la Comunicación “A” 6770 del Banco Central de la República Argentina (BCRA). El otorgamiento de la prórroga se encuentra condicionada a que los titulares de los proyectos renuncien a formular reclamos vinculados con las restricciones cambiarias.

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 celebró 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 n°54, 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 estima inversiones de capital de alrededor de 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.

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 SEN 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-APN-SE#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 dejó 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 SEN 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 Tocota III

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) 14 MW respecto del parque solar “Tocota III”, de una potencia inicial de 60 MW, a ser ubicado en la localidad de Iglesia, en la Provincia de San Juan.

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”.

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.

En diciembre 2022, la Sociedad suscribió con Vestas Mediterranean A/S y Vestas Argentina S.A. (i) un acuerdo para el suministro e instalación de los aerogeneradores del parque eólico “La Elbita”, de una potencia de 162 MW, con una Fecha de Operación Comercial (COD) estimada en el cuarto trimestre de 2024 para el total de la capacidad instalada.; y (ii) un acuerdo para la prestación de servicios de operación, mantenimiento preventivo y correctivo y garantía de disponibilidad, de los aerogeneradores del parque eólico.

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 Tocota III (60MW), de los cuales US\$240 millones pertenecen al proyecto eólico y los US\$50 millones restantes al proyecto solar. Este último, tiene una Fecha de Operación Comercial (COD) esperada para el primer trimestre de 2024.

En relación al financiamiento del proyecto, ver “Financiamiento – Financiamiento de los Proyectos La Elbita I y II y Tocota III” 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 m³/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 nuevo gobierno de Argentina, 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 SEN 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 SEN 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 Luz 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.

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 2022

Riesgo / Aseguradora	Suma asegurada por DM /RM	Pérdida de Beneficios	Período asegurado	
	US\$		Vigencia desde	Hasta
Todo Riesgo Operativo				
<u>Power GEN- Centrales térmicas GENNEIA SA</u> Allianz 37 % - Starr 16%, Opción 19 %- Sura 8 %, Nación 13 %, Sancor 7 %	105.690.000	30.953.401	31/3/2022	31/3/2023
<u>Parques eólicos Rawson I, II y III, PEM I y II, CHN II Villalonga II y Pomona II</u> Allianz 50 % - Sura 50%	383.955.982	140.863.570	31/3/2022	31/3/2023
<u>Parques eólico Necochea</u> Allianz 80%/ opción 20%	67.000.000	13.314.000	31/3/2022	31/3/2023
<u>Power GEN- Central Térmica CT Cruz Alta - Genneia Desarrollos SA</u> Allianz 37 % - Starr 16%, Opción 19 %- Sura 8 %, Nación 13 %, Sancor 7 %	166.772.50	4.669.198	31/3/2022	31/3/2023
<u>Power GEN - Parque Eólico Loma Blanca IV SA</u> Allianz 50 % -Sura 50%	53.135.000	18.857.829	31/3/2022	31/3/2023
<u>Power GEN- TRO+ RC Parque eólico Villalonga - Genneia Vientos Argentinos SA</u> Allianz 80%/ opción 20%	67.448.000	19.598.896	31/3/2022	31/3/2023
<u>Power GEN- TRO + RC Parque eólico Chubut Norte - Genneia Vientos del Sur SA</u> Allianz 80%/ opción 20%	47.739.683	12.539.523	31/3/2022	31/3/2023
<u>Power GEN - TRO + Terrorismo + RC</u> <u>Parque eólico CHN III y IV- Vientos Patagónicos CHN III y Vientos Sudamericanos CHN IV</u> Starr 100%	161.978.543	30.013.000	15/4/2022	15/4/2023
<u>Power GEN - TRO + Terrorismo + RC</u> <u>Parque eólico Pomona - Genneia Vientos del Sudoeste</u>	113.740.605	25.697.000	23/7/2022	23/7/2023

Riesgo / Aseguradora	Suma asegurada por DM /RM	Pérdida de Beneficios	Período asegurado	
Starr 100%				
<u>Power GEN- Parques solares TRO</u>				
<u>Ullum Solar I, II, III SA</u>				
Allianz 70%/ Sura 30% Ullum I	32.840.792	3.878.692	31/3/2022	31/3/2023
Allianz 70%/ Sura 30% Ullum II	32.840.792	3.980.679	31/3/2022	31/3/2023
Allianz 70%/ Sura 30% Ullum III	42.075.480	5.303.361	31/3/2022	31/3/2023
	US\$		Vigencia desde	Hasta
EAR -CAR / Todo Riesgo Construcción y montaje				
<u>EAR CAR Power GEN-</u>	60.850.000	11.600.000	1/2/2022	1/3/2023
<u>Parque Solar Sierras de Ullum</u>				
Sura 50%/ Allianz 15% /Chubb 35%				
	US\$		Vigencia desde	Hasta
Responsabilidad Civil /D&O				
Responsabilidad Civil Genneia/Isolux /GEDESA/ Ullum	10.000.000		25/10/2022	25/10/2023
Sura 100 %				
<u>D&O (Directors & Officers)</u>	15.000.000		29/1/2022	29/1/2023
Starr- 100%				

IV. FACTORES DE RIESGO

Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, los inversores deben considerar detenidamente los riesgos descritos 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 descritos 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 el gobierno de Fernández de Kirchner (quien ejerció su mandato hasta diciembre de 2015); 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 Banco Central, y malestar político y social. Asimismo, de acuerdo con datos publicados por el INDEC, el PBI correspondiente a 2020 cayó un 9,9% respecto del año 2019, el PBI correspondiente a 2021 un 10,3% respecto del año 2020 y el PBI correspondiente a 2022, aumentó aproximadamente un 1,9% respecto del año 2021. Sin embargo, a pesar de esta reactivación, el 30 de marzo de 2023 el INDEC informó que la pobreza al segundo semestre del año 2022 ascendió al 39,2% de las personas, mientras que para el primer semestre de dicho año la pobreza había sido del 36,5%.

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.

La Emergencia Energética y Tarifaria decretada por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública y las nuevas medidas que implemente el gobierno podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Compañía.

El 20 de diciembre de 2019, el Congreso Nacional sancionó la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva N° 27.541, declarando la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, delegando en el Poder Ejecutivo Nacional amplias facultades para asegurar la sostenibilidad de la deuda pública, reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético mediante una renegociación de la revisión tarifaria integral vigente y reordenar los entes reguladores del sistema energético, entre otras.

En materia energética, la ley faculta al Poder Ejecutivo principalmente 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 N° 24.065, N° 24.076 y demás normas concordantes”, a partir de la vigencia de la ley y por un plazo máximo

de hasta 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020;

- intervenir administrativamente al ENRE y al ENARGAS por el término de 1 año; y facultó nuevamente al Poder Ejecutivo Nacional a fijar derechos de exportación de hidrocarburos.

En materia fiscal, las principales medidas son:

- plan de regularización de obligaciones tributarias para MiPyMEs;
- aumento de alícuotas de impuesto a los bienes personales y otorgamiento de facultades al Poder Ejecutivo Nacional para fijar alícuotas superiores para activos financieros situados en el exterior;
- en lo que respecta al impuesto a las ganancias, entre otros cambios, se cambia el método de imputación de ajuste por inflación, se deroga a partir del 2020 el “Impuesto Cedral” aplicable sobre rendimientos producto de la colocación del capital en valores, se exime a los intereses por ciertos depósitos en entidades financieras (excluyendo los devengados por depósitos con cláusula de ajuste), a partir del período fiscal 2020 quedarán exentos del impuesto los resultados obtenidos por personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en el país por la compraventa, cambio, permuta o disposición de títulos públicos, obligaciones negociables y demás valores, en la medida que listen en bolsas o mercados de valores autorizados por la CNV, y se suspende hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2021 (en el proyecto figuraba la suspensión hasta el 31 de diciembre de 2020) la reducción de alícuota prevista en la Ley 27.430;
- creación del impuesto para una Argentina inclusiva y solidaria por un plazo de cinco (5) períodos fiscales sobre la compra de billetes y divisas en moneda extranjera para atesoramiento y el pago de la adquisición de bienes o prestaciones y locaciones de servicios efectuadas en el exterior que se cancelen mediante tarjetas de crédito, que actualmente se encuentra entre la franja del 8% al 30%, dependiendo el tipo de operación en moneda extranjera; y
- como parte del paquete de medidas tendientes a reducir el déficit fiscal, dicha ley suspendió el sistema de ajuste jubilatorio por 180 días.

La ley de Solidaridad y Reactivación Productiva da amplias facultades por lo que se desconocen y es imposible predecir las futuras medidas que podrían ser adoptadas por la administración a nivel nacional o provincial en la economía argentina y en la capacidad de Argentina para cumplir con sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente nuestros negocios, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones. Además, no podemos asegurar que los acontecimientos económicos, regulatorios, sociales y políticos en Argentina no continuarán afectando nuestros negocios, nuestra condición financiera o los resultados de nuestras operaciones.

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

En el pasado, el Gobierno Nacional ha implementado controles sobre la venta de moneda extranjera, limitando las transferencias de fondos al exterior. Particularmente, desde el 1 de septiembre de 2019, ante diversos factores que impactaron en la evolución de la economía doméstica y la incertidumbre provocada en los mercados financieros, el gobierno nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 609/2019 junto con la Comunicación “A” 6770 del Banco Central (modificada y complementada por varias comunicaciones posteriores incluyendo, sin limitación, el texto ordenado dispuesto por la Comunicación 7490 “A” 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.

No es posible asegurar que no se impondrán mayores controles de cambio o restricciones a la transferencia que sean más estrictas a las que actualmente se encuentran en vigencia o su duración en el tiempo. En el caso que la Argentina atraviese un período de crisis e inestabilidad política, económica y social que cause una contracción económica significativa, ello podría traducirse en políticas públicas del gobierno de turno en materia económica, cambiaria y financiera que tengan el objetivo de preservar la balanza de pagos, las reservas del Banco Central, una fuga de capitales o una importante depreciación del Peso, como puede ser (y así ha ocurrido en el pasado), entre otras medidas, la conversión obligatoria a Pesos de obligaciones asumidas por personas jurídicas residentes en Argentina en Dólares Estadounidenses. La imposición

de este tipo de medidas restrictivas, así como de factores externos que no se encuentran bajo el alcance de la Emisora podría afectar materialmente su capacidad de realizar pagos en moneda extranjera.

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, 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. A pesar de las recientes reformas implementadas por el gobierno del expresidente Macri, la credibilidad del IPC y asimismo de otros índices publicados por el INDEC se ha visto afectada, con argumentos de que el índice de inflación en Argentina y los otros índices calculados por el INDEC podrían ser sustancialmente distintos a los indicados en los informes oficiales.

Los informes publicados por el FMI indicaron que su personal utilizó indicadores de inflación alternativos, a los fines de la vigilancia macroeconómica, incluidos los datos producidos por fuentes privadas, las cuales informaron índices de inflación considerablemente más altos que los publicados por el INDEC desde 2007. Conforme lo requiere el Convenio Constitutivo del FMI, el organismo también ha censurado a la Argentina en el pasado 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.

El 7 de enero de 2016, el gobierno del expresidente Macri declaró el estado de emergencia administrativa respecto del sistema estadístico nacional y el INDEC, hasta el 31 de diciembre de 2016. Desde la declaración del estado de emergencia, el INDEC dejó de publicar ciertos datos estadísticos hasta que hubo completado una reorganización de su estructura técnica y administrativa para recuperar su capacidad de producir información estadística relevante y suficiente. Durante dicho período de reorganización, el INDEC publicó las cifras oficiales emitidas por la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de San Luis a modo de referencia. Cierta información revisada referente al comercio exterior, balanza de pagos y datos del PBI entre los años 2011 a 2015 y el IPC entre mayo y diciembre de 2016 fue publicada por el INDEC luego de la declaración del estado de emergencia administrativa que tuvo lugar el 8 de enero de 2016. El 9 de noviembre de 2016, los Directores Ejecutivos del FMI levantaron la moción de censura 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 de ello, el 5 de abril de 2023 el juez Simon Picken del Tribunal Superior de Londres consideró culpable a la Argentina por haber manipulado las estadísticas oficiales del PBI, y de ese modo evitar pagar interés de títulos públicos emitidos en el año 2005, como canje de los títulos en default en 2001. En este sentido, el juez sentenció que la República Argentina deberá indemnizar por daños y perjuicios a Palladian Partners, HBK Master Fund, Hirsh Group LLC y Virtual Emerald International Limited por 643 millones de euros. A la fecha del presente Prospecto, dicha sentencia no se encuentra firme.

A pesar de las nuevas estadísticas sobre inflación y PBI del Gobierno Nacional, la Emisora no puede garantizar a los inversores 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, incluyendo la demanda internacional de exportaciones argentinas, la estabilidad y la competitividad del Peso frente a otras divisas, la confianza de los consumidores y los inversores nacionales e internacionales, un índice de inflación estable y confiable y niveles de empleo estables, control del déficit fiscal y la emisión monetaria, y las circunstancias de los socios regionales de Argentina.

La economía argentina se ha contraído en los últimos cuatro años, y continúa siendo vulnerable e inestable a pesar de los esfuerzos del gobierno argentino por combatir la inflación y la inestabilidad cambiaria, tal como lo reflejan las siguientes condiciones económicas:

- La inflación continúa siendo alta y puede continuar en niveles similares o superiores en el futuro; de acuerdo con un informe publicado por el INDEC, la inflación acumulada medida según el índice de precios al consumidor fue de 36,1% durante el año 2020, de 50,9% durante el año 2021 y de 94,8% durante el año 2022; Actualmente, los últimos resultados del Relevamiento de Expectativas de Mercado (“REM”) publicados por el BCRA el 9 de junio de 2023, indican que los analistas estiman una inflación del 148,9% para el año 2023. Conforme indicó el INDEC el día 14 de junio de 2023, los precios al consumidor aumentaron 7,8% en mayo de 2023 respecto de abril y 114,2% interanual, acumulando un alza de 42,2% en el primer cuatrimestre del 2023.
- De acuerdo con datos publicados por el INDEC, el PBI correspondiente a 2020 cayó un 9,9% respecto del año 2019, el PBI correspondiente a 2021 aumento un 10,3% respecto del año 2020, y el PBI correspondiente a 2022 aumentó un 1,9% respecto del año 2021. El comportamiento del PBI de la Argentina ha dependido en gran medida de los altos precios de los productos básicos que, a pesar de tener una tendencia a largo plazo favorable, son volátiles a corto plazo y exceden el control del Gobierno Argentino y del sector privado. La deuda pública de Argentina como un porcentaje del PBI continúa siendo elevada, a pesar de los procesos de reestructuración llevados adelante desde el año 2020 y hasta la fecha;
- El aumento discrecional del gasto público ha generado déficits fiscales primarios en los años 2020, 2021 y 2022 del 6,5%, 3% y 2,4% del PBI respectivamente y dicho indicador podría continuar aumentándose. Actualmente, los últimos resultados del REM publicados por el BCRA el 9 de junio de 2023, indican que los analistas proyectan un déficit fiscal primario nominal del Sector Público Nacional no Financiero para 2023 de \$4.500 miles de millones.
- 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; según el INDEC, la tasa de desocupación durante el primer trimestre de 2023 fue de 6,9%;
- La pronunciada disminución en el nivel de recaudación del Fisco y de actividad económica como consecuencia de las medidas tomadas por el Gobierno Argentino para hacerle frente al COVID-19; y
- El clima creado por las condiciones mencionadas anteriormente, hizo aumentar la demanda de divisas, por lo que se introdujeron controles a los efectos de frenar la fuga de capitales. En este sentido, el tipo de cambio nominal divisa mayorista al cierre de los ejercicios 2020, 2021 y 2022, fue de Ps. 84,14, 102,75 y 177,13 por cada Dólar, respectivamente. A la fecha del presente Prospecto, el tipo de cambio nominal divisa mayorista es de 256,67 por cada Dólar Estadounidense.

Los desequilibrios fiscales de Argentina, la dependencia del ingreso de divisas extranjeras para cubrir el déficit fiscal y las rigideces que históricamente han limitado la capacidad de la economía de absorber y adaptarse a factores externos han contribuido a la severidad de la crisis actual.

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.

Las elecciones presidenciales en Argentina pueden generar incertidumbre en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestros negocios.

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

En este sentido, con fecha 27 de marzo de 2023, el Banco Mundial presentó un informe en el cual advierte que dado que los bancos centrales de América latina se encuentran incursos en ciclos de severos ajustes monetarios con tasa de interés positivas altas, los índices de inversión disminuirán. A su vez, ello se verá agravado por la caída en los precios de las materias primas.

A su vez, con fecha 7 de octubre de 2022, el Fondo Monetario Internacional presentó un informe en el cual advierte que la economía de Argentina presenta riesgos muy elevados que irán en aumento con la cercanía de las elecciones presidenciales de 2023. Menciona que la inflación persistente y el menor crecimiento podría exacerbar el descontento social y debilitar el apoyo político, y esto traería consigo dificultades para implementar las reformas planificadas de subsidios y asistencia social y para asegurar las tasas de renovación de la deuda

En consecuencia, el alto grado de recambio y/o renovación que podría resultar del proceso electoral puede influir en la capacidad del Congreso Nacional y del Poder Ejecutivo para aplicar nuevas políticas e incluso afectar aquellas que se encuentran vigentes, pudiendo traducirse en un efecto negativo sobre la economía argentina y, por ende, traer aparejadas consecuencias desfavorables a los rendimientos de la Emisora.

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

El Fondo Monetario Internacional

En 2018, debido a las limitaciones de Argentina para acceder a los mercados de capitales internacionales, el gobierno argentino y el FMI celebraron un acuerdo para una línea de crédito “stand-by”; cuyo monto fue incrementado luego en unos US\$7.100 millones, totalizando US\$57.000 millones, 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. Debido a la cancelación del acuerdo con el FMI y el cierre de los mercados internacionales después de las PASO, el gobierno se vio obligado a reprogramar el vencimiento de Letras del Tesoro con los tenedores, a excepción de personas físicas, de la siguiente manera: un pago del 15% de los servicios en la fecha de vencimiento, un pago del 25% a los tres meses y un pago del 60% restante a los seis meses de la fecha de vencimiento original.

Con el cambio de gobierno el 10 de diciembre de 2019, la consideración de la deuda del sector público se tornó un tema apremiante y el 21 de enero de 2020, se presentó el proyecto de ley de restauración de la sostenibilidad de la deuda pública externa ante el Congreso Nacional. Con fecha 5 de febrero de 2020, el Congreso Nacional sancionó la Ley N° 27.544, declarando prioritaria para el interés de la República Argentina la restauración de la sostenibilidad de la deuda pública, y autorizando al Ministerio de Economía a renegociar sus términos y condiciones con los acreedores de Argentina. Se facultó al PEN a llevar adelante las gestiones y los actos necesarios para recuperar y asegurar la sostenibilidad de la deuda pública de Argentina. Además, se autorizó al Gobierno Nacional a emitir títulos de deuda a nombre del Banco Central por un monto de hasta US\$ 4,517 mil millones, a cambio de reservas a ser utilizadas exclusivamente para cancelar obligaciones de deuda denominada en moneda extranjera de la República Argentina.

El 23 de agosto de 2021 el FMI repartió entre todos sus miembros alrededor de US\$ 650.000 millones por derechos especiales de giro, la moneda del organismo, de los cuales Argentina recibió US\$ 4.355 millones.

El 22 de diciembre de 2021 la Argentina efectuó el pago de aproximadamente US\$1.900 millones correspondiente al segundo vencimiento de capital del acuerdo stand-by.

El primer vencimiento con el FMI de 2022 se produjo el 28 de enero de 2022 por un total de US\$ 730 millones, el cual la Argentina cumplió con su pago. El segundo vencimiento del año fue el 1 de febrero de 2022 por un total de US\$ 365 millones.

El 28 de enero de 2022, el Gobierno Nacional anunció que había alcanzado un acuerdo con el FMI respecto de las cuestiones más relevantes del mismo. El 3 de marzo de 2022, el Estado Nacional y el FMI anunciaron haber llegado 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 primer desembolso se realizará luego de la aprobación del programa por parte del Directorio del FMI. El resto de los desembolsos se hará luego de cada revisión. El repago de cada desembolso es de 10 años, con un periodo de gracia de 4 años y medio, comenzando a pagar la deuda a partir de 2026 y hasta 2034.

El programa busca resolver el problema de la alta inflación a través de la reducción del financiamiento monetario del déficit fiscal y un marco de política monetaria que genera tasas intereses reales positivas; mejorar las finanzas públicas a través de la progresividad, eficiencia y cumplimiento tributario; y fortalecer la balanza de pagos de Argentina a través de políticas que estimulen la acumulación de reservas, las exportaciones netas y que mantengan un tipo de cambio efectivo real competitivo.

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. Los desembolsos se harán luego de cada revisión. El repago de cada desembolso es de 10 años, con un periodo de gracia de 4 años y medio, comenzando a pagar la deuda a partir de 2026 y hasta 2034.

El acuerdo fue aprobado por el Congreso de la Nación a través de la Ley 27.668 el 17 de marzo de 2022 y fue promulgada por el Decreto N° 130/22. Subsecuentemente, el 25 de marzo de 2022, el Directorio Ejecutivo del FMI aprobó el acuerdo por un monto equivalente a US\$44 mil millones, incluyendo un desembolso inmediato de US\$ 9.6 mil millones.

En febrero de 2022, la calificadora de riesgo Moody's, en un reporte elaborado por Gabriel Torres, afirma que independientemente del acuerdo final con el FMI la Argentina tendrá que volver a renegociar su deuda cuando tenga que pagar en 2023, 2024 y 2025.

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

Adicionalmente, en virtud de su dependencia a la producción de commodities agrícolas, la economía argentina también es vulnerable frente a fenómenos meteorológicos —como las sequías de 2018, 2022 y 2023— que pueden afectar negativamente la producción de dichos commodities, reduciendo los ingresos fiscales y la entrada de Dólares Estadounidenses. Una caída continua en los precios internacionales de los principales commodities exportados por Argentina o cualquier condición climática futura que pueda tener un efecto adverso en la agricultura podría tener un efecto negativo en el nivel de los ingresos de Argentina, las reservas del BCRA, la capacidad del Gobierno para repagar la deuda pública, lo que podría a su vez generar efectos recesivos o presiones inflacionarias. Esto podría afectar a su vez a los ingresos y la situación patrimonial de la Sociedad.

Por un lado, las consecuencias de las sequías se han visto reforzadas por el histórico descenso del Río Paraná (principal afluente del país) y un gran número de focos de incendios en múltiples provincias. Los efectos en la agricultura que se derivaron de tales complicaciones ambientales provocaron y podrían seguir provocando importantes problemas económicos en el país. Como consecuencia de las sequías y los incendios hubo caídas significativas en las cosechas y recortes en los resultados proyectados. Si bien los precios internacionales de las materias primas han experimentado una recuperación, en caso de que se retorne a la tendencia a la baja o en caso de que se presenten factores climáticos futuros (incluidas, entre otras, las sequías) que puedan tener un efecto adverso en las actividades productivas de Argentina y el nivel de reservas de divisas en el BCRA, la economía argentina podría verse afectada negativamente en su conjunto. Además, las condiciones climáticas adversas pueden afectar la producción de materias primas por parte del sector agrícola, que representa una parte importante de los ingresos de exportación de Argentina.

En el último semestre de 2022 se agravó la falta de precipitaciones, provocando severos daños en los principales cultivos. Por ejemplo, la cosecha de trigo de la presente campaña culminó en 12,4 millones de toneladas, 10 millones menos que en el ciclo anterior, según la Bolsa de Cereales de Buenos Aires. La Bolsa de Comercio de Rosario estima que si a las pérdidas de los productores se suman las que implica la menor cosecha (menor demanda de fletes, mano de obra, servicios financieros, etc.), las pérdidas totales para la actividad económica nacional ascienden a US\$19.000 millones, lo que equivale a 3 puntos del PBI argentino estimado para el año 2023.

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

Por último, el 13 de marzo de 2023 el FMI publicó un comunicado de prensa donde atendiendo al impacto cada vez más severo de la sequía, anunció que el personal técnico del FMI y las autoridades argentinas llegaron a un acuerdo a nivel de personal técnico para modificar el objetivo de acumulación de reservas internacionales netas para 2023. El 1 de abril de 2023 el Directorio Ejecutivo del FMI aprobó la cuarta revisión del programa con Argentina. Consecuentemente, la Argentina

recibió un desembolso inmediato de US\$ 5.400 millones, lo que, a la fecha del presente Prospecto, sitúa el total de desembolsos en el marco del acuerdo en alrededor de US\$28.900 millones. Sin perjuicio de ello, a los efectos de amortiguar parcialmente el impacto del severo shock climático, el FMI también aprobó flexibilizaciones a la meta de acumulación de reservas.

Actualmente, y atento a las severas dificultades e inestabilidad económica a la que está sujeta la Argentina, el Gobierno Nacional se encuentra en tratativas con el FMI para remendar los principales términos y condiciones del programa económico originalmente aprobado por el ExMinistro de Economía Martín Guzmán. Si bien a la fecha del presente Prospecto no se han confirmado las nuevas condiciones del programa con el mencionado organismo de crédito, con fecha 30 de junio de 2023 el FMI, tras confirmar que la Argentina continúa manteniéndose al día con sus obligaciones financieras con el referido organismo de crédito, publicó un comunicado anunciando que continúan las discusiones técnicas sobre un paquete de políticas que aseguren estabilidad económica, fortalezcan la acumulación de reservas del BCRA y mejoren la sostenibilidad fiscal de la República Argentina.

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

Club de París.

En 2019, durante el gobierno del Ex-Presidente Mauricio Macri se interrumpieron los pagos al Club de París conforme los términos del acuerdo alcanzado por el Ex-Ministro de Economía Axel Kicillof, debido a que no se cumplió con el programa de vencimientos previstos.

El 13 de marzo de 2020, el Ministro de Economía dirigió una carta a los miembros del Club de París expresando la decisión de Argentina de posponer hasta el 5 de mayo de 2021 el pago de US\$ 2.100 millones que originalmente vencían el 5 de mayo de 2020, de conformidad con los términos del acuerdo conciliatorio que se había llegado entre la República Argentina y los miembros del Club de París el 29 de mayo de 2014 (el “**Acuerdo de conciliación del Club de París 2014**”). Además, el 7 de abril de 2020, el Ministro de Economía envió a los miembros del Club de París una propuesta para modificar los términos vigentes del Acuerdo de Liquidación del Club de París 2014, buscando principalmente una extensión de las fechas de vencimiento y una reducción significativa en la tasa de interés.

A fines de mayo de 2021 se venció el pago de US\$ 2.420 millones que, el entonces ministro de Economía, Axel Kicillof, logró reestructurar en 2014 con el Club de París. En ese sentido, el Gobierno Nacional entabló conversaciones con el Club de París para renegociar su deuda con dicho organismo, en razón del vencimiento establecido para el 30 de mayo de 2021 por un total de US\$ 2.420 millones, que tiene un período de gracia de 60 días. Con fecha 23 de junio de 2021, el Ministro de Economía Martín Guzmán anunció que el Gobierno Nacional alcanzó un acuerdo con el Club de París para evitar caer en default y poder seguir renegociando hasta el 31 de marzo de 2022. En razón de dicho acuerdo, el Gobierno Argentino deberá pagar un total de US\$ 430 millones, a cuenta del capital de la deuda total, en dos partes: el 31 de julio de 2021 y el 28 de febrero de 2022. Respecto de los intereses devengados y no pagados, serán incluidos en la renegociación que se estima alcanzar antes del 31 de marzo de 2022. El 28 de julio de 2021, se realizó un primer pago de US\$ 226 millones.

Con fecha 22 de marzo de 2022, el ex Ministro de Economía Martín Guzmán anunció que el Gobierno Nacional acordó con el Club de París una nueva extensión del entendimiento que se había alcanzado en junio del 2021, comprometiéndose las partes a concluir el proceso de renegociación de la deuda antes del 30 de junio de 2022. El acuerdo alcanzado incluye garantías financieras por parte del Club de París en respaldo al programa de facilidades extendidas que tiene una duración de treinta meses, permitiéndole a la Argentina asegurar las fuentes financieras identificadas en el acuerdo con el FMI. Las garantías financieras otorgadas establecen que, durante la vigencia del programa, Argentina realizará pagos parciales a los miembros de Club de manera proporcional a los que efectúe a otros acreedores bilaterales, de acuerdo a los términos establecidos en el entendimiento de junio de 2021. Con fecha 30 de mayo de 2022, el Gobierno Nacional dispuso, mediante el Decreto N°286/2022, el diferimiento de los pagos de la deuda con el Club de País hasta la existencia de un nuevo acuerdo marco que reemplace el antes suscripto y los acuerdos bilaterales suscriptos en su consecuencia, o hasta el 30 de septiembre de 2024, lo que ocurra primero.

Con fecha 28 de octubre de 2022, el Ministro de Economía, Sergio Massa, anunció un nuevo acuerdo con el Club de París. El acuerdo es una adenda al firmado en 2014 por el entonces Ministro de Economía Axel Kicillof y reconoce un monto de capital por US\$ 1.971 millones, extendiendo un período de repago de trece cuotas semi-anales, empezando en diciembre de 2022 para cancelarse definitivamente en septiembre de 2028. A su vez, se estableció una mejora en la tasa de interés pasando de pagar un 9% al 3,9% en las primeras tres cuotas, con un aumento paulatino hasta el 4,5%. El perfil de pagos implica una cuota promedio semestral de \$170 millones (capital e intereses incluidos). En los próximos dos años Argentina devolverá un 40% del capital adeudado.

A su vez, con fecha 26 de junio de 2023, en el marco del proceso de refinanciación de la deuda que el país tiene con el Club de París, el Ministro de Economía, Sergio Massa, suscribió acuerdos bilaterales con tres integrantes del Club de París para refinanciar la deuda vigente con dicho organismo. De este modo, tras la firma del nuevo convenio alcanzado en 2022, el Ministro logró sellar acuerdos bilaterales con 15 de los 16 acreedores de la institución. El Ministro manifestó que estos acuerdos permitirán garantizar la sostenibilidad del perfil de deuda y con ello sostener la recuperación económica.

En caso de que la Argentina no consiga cubrir sus necesidades de financiamiento, tal circunstancia podría provocar una mayor inestabilidad económica y, consecuentemente, podría verse afectada adversamente la situación patrimonial y financiera de la Emisora o los resultados de sus operaciones.

Deuda bajo legislación argentina.

Durante la segunda mitad de 2019, el mercado internacional comenzó a mostrar signos de dudas respecto a la sostenibilidad de la deuda pública argentina. Por esta razón, el riesgo país alcanzó niveles altos lo que a su vez causó una disminución significativa en el precio de los bonos soberanos argentinos. Como consecuencia de esto, con fecha 29 de agosto de 2019, mediante el Decreto N° 596/2019, el Gobierno Argentino anunció su intención de llevar a cabo un reperfilamiento de algunas de sus deudas, las cuales consistían en (i) la extensión del vencimiento de bonos de corto plazo sujetos a la ley argentina, solo aplicable a personas jurídicas, los cuales serían reembolsados en su totalidad en tres cuotas (15% en la fecha de vencimiento original, 25% cuando se cumplan tres meses de la fecha de vencimiento original y el 60% restante cuando se cumplan seis meses de la fecha de vencimiento original). Las personas humanas que compraron dichos valores antes del 31 de julio de 2019 no se vieron afectadas por dicha extensión y recibieron el pago completo en la fecha de vencimiento original; (ii) entrega de un proyecto de ley al Congreso Nacional para extender los vencimientos de otros bonos regulados por la ley argentina sin la aplicación de ningún recorte en el capital o los intereses; (iii) la propuesta de extender el plazo de vencimiento de los bonos emitidos en moneda extranjera y bajo ley extranjera; y (iv) el comienzo de las conversaciones con el FMI para extender el vencimiento original de sus préstamos, para evitar el riesgo de incumplimiento entre 2020 y 2023.

El 20 de diciembre de 2019, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 49/2019, a través del cual se extendieron las fechas de vencimiento de los bonos a corto plazo denominados en Dólares Estadounidenses y sujetos a la ley argentina hasta el 31 de agosto, 2020, lo dispuesto por dicho decreto solo aplica a aquellas personas humanas que adquirieron dichos valores antes del 31 de julio de 2019.

El 11 de febrero de 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 141/2020 mediante el cual se pospuso el pago total de la amortización de los "Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020" hasta el 30 de septiembre de 2020. Sin embargo, dicho decreto estableció que no se diferiría el pago a las personas humanas que al 20 de diciembre de 2019 poseían menos de US\$ 20.000 de valor nominal de dichos valores. Mediante la Resolución N° 11/2020 emitida por el Secretario de Hacienda y el Secretario del Tesoro, de la Nación, la amortización del capital de los Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020, se calculará al tipo de cambio aplicable en dicha fecha, tal como se define en la Resolución N° 7/2018 emitida por la Secretaría de Hacienda y la Secretaría de Hacienda con fecha 11 de julio de 2018.

El 10 de marzo de 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 250/2020 a través del cual se estableció que el valor nominal de US\$ 68.842 millones como monto máximo de las operaciones de administración de pasivos y/o canjes y/o reestructuraciones de títulos públicos, ya que este era el valor nominal emitido bajo ley extranjera y vigente al 12 de febrero de 2020. Además, el 16 de marzo de 2020, el Ministerio de Economía emitió la Resolución N° 130/2020, permitiendo a la República Argentina presentar ante la Comisión de Bolsa y Valores de los Estados Unidos (la "SEC") una declaración de registro de valores por un monto que no exceda el límite del valor nominal.

El 6 de abril de 2020, se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 346/2020, a través del cual se dispuso a diferir los pagos de los servicios de intereses y los reembolsos de capital de la deuda pública nacional instrumentados por valores denominados en Dólares Estadounidenses emitidos bajo la ley argentina hasta el 31 de diciembre de 2020. Sin embargo, dicho decreto exime del diferimiento del pago, entre otros, a los "Bonos del Programa de Gas Natural" emitidos por la Resolución N° 21/2019 del Ministerio de Finanzas. Además, la validez del Decreto N° 668/2019 se extendió hasta el 31 de diciembre de 2020, y se contempla al fondo de garantía de sustentabilidad en el decreto ("FGS").

Con fecha 4 de agosto de 2020, el Congreso Nacional sancionó la Ley N° 27.556, mediante la cual se aprobó la reestructuración de la deuda denominada en Dólares Estadounidenses emitida bajo legislación argentina, a cuyos tenedores se les ofrecerá nuevos bonos en Dólares Estadounidenses y también en Pesos ajustados por el Coeficiente de Estabilización de Referencia ("CER"). Los tenedores de los títulos elegibles que no adhieran a la invitación a canjear continuarán con sus pagos diferidos hasta el 31 de diciembre del año próximo.

Luego, el 18 de agosto de 2020 y a través de la Resolución N°381/2020, el Ministerio de Economía dio inicio al período de aceptación de la oferta de la reestructuración, cuyo procedimiento fuera detallado en la Ley N°27.556. Consecuentemente,

el 4 de septiembre se consumó el canje y el Gobierno Argentino emitió los nuevos títulos por un valor nominal aproximado de US\$66.000 millones.

El 9 de marzo de 2023, el Gobierno argentino llevo a cabo el canje voluntario de su deuda soberana en moneda local. El canje cerró con una aceptación del 64% de los títulos elegibles logrando extender vencimientos por \$4.34 billones. Para los vencimientos de abril, mayo y junio el nivel de aceptación alcanzó el 61,5%, mientras que para marzo (incluyendo la operación realizada en enero) la participación superó el 72%.

El Tesoro afrontaba vencimientos por \$ 0,8 billones en marzo, \$ 2,5 billones en abril, \$ 2,1 billones mayo y \$2,5 en junio. Tras el canje, logró reducir los vencimientos proyectados a \$ 0,6 billones, \$ 1,0 billones, \$ 0,9 billones y \$ 0,8 billones, respectivamente. Los nuevos instrumentos colocados tienen una vida promedio superior a los 18 meses, mientras que las últimas dos operaciones de conversión (realizadas en noviembre y enero pasados) los instrumentos tenían una vida promedio de 8,9 y 7,9 meses, respectivamente.

Con fecha 31 de mayo de 2023, el Ministerio de Economía de la Nación comunicó que se encuentra analizando y trabajando en el lanzamiento de una operación de conversión de activos en Pesos de carácter voluntario con el objetivo de lograr una extensión de plazos que despeje los vencimientos y genere mayor previsibilidad en el mercado. Tal como se informara en fecha 8 de junio de 2023, se logró un porcentaje de adhesión del 78%, reduciéndose los vencimientos en \$ 7,4 billones. Sin perjuicio de ello, con fecha 9 de junio de 2023, la calificadora Standard & Poor's (S&P) rebajó la calificación de la deuda en Pesos Argentinos a "default selectivo" por haber considerado que la operación de canje se dio por una situación de "distress" equivalente a un default.

Deuda bajo legislación extranjera.

En marzo de 2020, el gobierno argentino contrató a Lazard como asesor financiero y a HSBC y Bank of America como agentes colocadores de deuda para llevar adelante la renegociación de la mayoría de los bonos impagos emitidos por Argentina. Sin perjuicio de ello, en el transcurso de las negociaciones por la restructuración de la deuda, el 6 de abril de 2020 el gobierno argentino emitió el Decreto N° 346/2020, a través del cual postergó el pago de títulos denominados en Dólares Estadounidenses bajo legislación argentina.

En este sentido, con fecha 21 de abril de 2020, el gobierno argentino presentó una oferta de canje con el propósito de refinanciar su deuda externa y reprogramar amortizaciones de capital e intereses (el "Canje"). A tal fin, el gobierno argentino propuso efectuar un canje de distintas series de bonos denominados en moneda extranjera (Dólares Estadounidenses, euros y francos suizos) regidos por legislación inglesa o legislación de Nueva York (los "Bonos Elegibles") por nuevas series de bonos amortizables denominados en Dólares Estadounidenses o en euros, con vencimiento entre 2030 y 2047 (los "Nuevos Bonos") a ser emitidos por el gobierno argentino. En el transcurso de las negociaciones con los acreedores, el período de canje fue prorrogado en sucesivas oportunidades hasta que, con fecha 6 de julio de 2020, el gobierno argentino presentó una enmienda a su oferta de canje original, modificando los términos económicos y financieros.

El 4 de agosto de 2020, Argentina alcanzó un acuerdo con los tenedores de los Bonos Elegibles, conforme al cual ajustará algunas de las fechas de pago contempladas para los nuevos bonos, sin aumentar el monto total de los pagos de capital o los pagos de interés que Argentina se compromete a realizar y mejorando al mismo tiempo el valor de la propuesta para la comunidad acreedora. El 31 de agosto se anunció que Argentina había alcanzado las mayorías necesarias para reestructurar al 99,01% de los Bonos Elegibles, emitiéndose los Nuevos Bonos el 4 de septiembre de 2020.

Por último, con fecha 23 de marzo de 2023, mediante decreto 163/2023, se estableció que los pagos de los servicios de intereses y amortizaciones de capital de las letras denominadas en Dólares Estadounidenses emitidas en el marco de los Decretos Nros. 622 del 17/09/2021, 576 del 4/09/2022 y 787 del 27/11/2022 serán reemplazados, a la fecha de su vencimiento, por nuevos títulos públicos cuyas condiciones serán definidas, en conjunto, por las secretarías de Finanzas y Hacienda. A su vez, mediante decreto 164/2023 se dispuso que las Jurisdicciones, Entidades y Fondos alcanzados, deberán proceder a la venta o subasta de sus tenencias de los títulos públicos nacionales denominados y pagaderos en Dólares Estadounidenses bajo legislación local y suscribir en su reemplazo títulos públicos nacionales pagaderos en Pesos por un importe equivalente al setenta (70%) del producido que reciban por la venta de los títulos públicos denominados y pagaderos en Dólares Estadounidenses. El remanente del producido deberá ser aplicado por cada organismo para erogaciones que se circunscriban dentro de los objetivos prescriptos por el Presupuesto Nacional. A su vez, se dispuso que las tenencias de los títulos bajo legislación extranjera que se encuentren en poder de las Jurisdicciones, Entidades y Fondos alcanzados por lo establecido en el primer párrafo, deberán ser entregadas en canje al Tesoro Nacional por los títulos

públicos emitidos. Por ello, se autorizó la emisión de títulos públicos pagaderos en Pesos del Tesoro Nacional por hasta el monto que resulte necesario para el canje. Sin perjuicio de ello, la efectividad de esta medida estará sujeta a la evolución de los proyectos que la oposición política presente en el Congreso de la Nación, ya que en caso de estos prosperar, los decretos anunciando el canje podrían ser eventualmente anulados. Como consecuencia de esta medida, el 24 de marzo de 2023 Fitch Ratings, Agente de Calificación de Riesgo, rebajó la calificación crediticia Argentina al nivel más bajo por encima del default. La calificación fue rebajada desde CCC- a C, dado que producto del canje, y a criterio de Fitch, un impago es inminente.

A la fecha del presente Prospecto, si bien se ha logrado finalizar con éxito el Canje y reestructurar su deuda pública externa e interna, aún existe incertidumbre respecto al impacto económico que tendrá el acuerdo aprobado con el FMI y la habilidad de Argentina de implementar reformas y políticas públicas. Como resultado, no podemos asegurar que la Argentina cuenta con la capacidad para obtener financiamiento en los mercados para hacer frente a sus obligaciones, como así tampoco el impacto que podría tener la imposibilidad del gobierno de Alberto Fernández de renegociar los compromisos externos del país, y en caso de que se renegocie, en qué términos finalmente se concretaría. Como en el pasado, esto puede derivar en nuevas acciones legales contra el Estado Argentino y en la ejecución de aquellas que a la fecha del presente Prospecto se encuentran en curso y pendientes de resolver. Esto puede afectar adversamente la capacidad del Gobierno Argentino de implementar las reformas necesarias para impulsar el crecimiento del país y reactivar su capacidad productiva. Asimismo, la incapacidad de Argentina para obtener crédito en los mercados internacionales podría tener un impacto directo en nuestra capacidad para acceder a dichos mercados a fin de financiar nuestras operaciones y crecimiento, incluyendo el financiamiento de inversiones de capital, lo que afectaría negativamente nuestra condición financiera, los resultados de operación y los flujos de caja.

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 hasta la fecha, 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 100% 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 2019 fue de 53,81% y de 36,1% para el año 2020. Para el año 2021 fue de 50,9% mientras que para el año 2022 fue de 94,8%. En el pasado, el gobierno argentino implementó programas para controlar la inflación y controlar los precios de bienes y servicios esenciales, incluido los intentos de congelamiento de precios de ciertos productos de supermercado y acuerdos de precios realizados entre el gobierno argentino y empresas del sector privado de diversas industrias y mercados, que no abordaron las causas estructurales de la inflación y en consecuencia fracasaron en los intentos por reducirla.

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.

Asimismo, la emisión monetaria efectuada por el Banco Central, a fin de asistir financieramente al Tesoro Nacional para hacer frente a las medidas paliativas de la crisis generada por la pandemia de "COVID-19" derivó en una mayor inflación en el año 2022.

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 este sentido, el 28 de marzo de 2023, el Ministerio de Trabajo de la Nación confirmó mediante la Resolución 5/2023 una suba del 26,6% del salario mínimo en tres tramos. Aumentará de \$69.500 en marzo a \$87.987 en junio de 2023.

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.

Durante los últimos años, el gobierno nacional incrementó significativamente el gasto público. El déficit fiscal primario alcanzó el 6,5%, 3% y 2,4% (todas ellas como % del PBI) en los años 2020, 2021 y 2022 respectivamente. Actualmente, los últimos resultados del REM publicados por el BCRA el 9 de junio de 2023, indican que los analistas proyectan un déficit fiscal primario nominal del Sector Público Nacional no Financiero para 2023 de \$4.500 miles de millones.

A su vez, existe gran incertidumbre respecto del efectivo cumplimiento de las metas de disminución del déficit para los años siguientes, así como también se desconoce qué acciones adicionales tomará el gobierno respecto del gasto público y la forma de financiarlo. Si el gobierno fuera a procurar financiar su déficit aumentando la exposición de las entidades financieras locales al sector público, la liquidez y la calidad de sus activos podrían verse afectadas y, en consecuencia, repercutir en forma negativa sobre la confianza de los clientes.

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 26 objetivos no son

exitosas. Estos sucesos podrían afectar en forma sustancialmente adversa la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

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, cuya variación ha sido significativa a lo largo de las últimas décadas.

La devaluación del Peso tuvo y puede continuar teniendo un impacto negativo sobre la capacidad de determinadas empresas argentinas de pagar sus deudas en moneda extranjera, y 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 en mayor medida de la demanda del mercado interno, pudiendo asimismo afectar adversamente la capacidad del Gobierno Nacional de pagar sus obligaciones de deuda externa. De acuerdo al tipo de cambio informado por la Comunicación "A" 3500 del Banco Central, la devaluación del Peso Argentino respecto al Dólar Estadounidense ascendió a un total de 28,87% en 2020, 17,56% en 2021 y 44,44% en 2022. Actualmente, los últimos resultados del REM publicados por el BCRA el 9 de junio de 2023, indican que los analistas estiman una variación del tipo de cambio nominal de 136,4%, alcanzando en \$408,68 por dólar a fines de 2023.

La persistencia de la alta inflación, junto con los controles de cambio formales y "de facto" generaron una importante 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"), llegando el valor de dichas operaciones a superar en más de un 90% al tipo de cambio oficial a la fecha del presente Prospecto. Sumado a los efectos de los controles de cambio y las restricciones sobre el comercio exterior, estos precios relativos altamente distorsionados generaron una pérdida de competitividad de la producción argentina, impidieron las inversiones y generaron estancamiento económico.

Debido a la mayor volatilidad del Peso, las administraciones nacionales de los últimos años anunciaron diversas medidas destinadas a restablecer la confianza de los mercados y estabilizar el valor de la moneda. Las medidas implementadas por el gobierno anterior incluyeron, entre otras, el acuerdo de *stand-by* entre Argentina y el FMI, que fue aprobado el 20 de junio de 2018 por el FMI (el "**Acuerdo con el FMI de 2018**"), el aumento de las tasas de interés y la venta de reservas en moneda extranjera del Banco Central. En virtud del Acuerdo con el FMI de 2018, se estableció un nuevo régimen que imponía un estricto control de la base monetaria, en un intento por reducir la demanda de moneda extranjera. El 1° de octubre de 2018, el Banco Central introdujo una banda cambiaria. Se permitió que el tipo de cambio del Peso/Dólar fluctuara entre Ps. 34,00 y Ps. 44,00 por U\$S 1,00 (rango que se ajustaba diariamente a una tasa mensual del 3% hasta diciembre de 2018, y para el primer trimestre de 2019, se ajustaba diariamente a una tasa mensual del 2%) sin la intervención del Banco Central. El 29 de abril de 2019, el Comité de Política Monetaria del Banco Central (el "**COPOM**") decidió introducir cambios en la política monetaria, con el fin de reducir la volatilidad del mercado cambiario.

Tras los resultados en las PASO que tuvieron lugar el 11 de agosto de 2019, el Peso se devaluó casi en un 30%, llegando el tipo de cambio al 30 de septiembre de 2019 a Ps. 59,00 por U\$S 1,00 según lo informado por el Banco de la Nación Argentina. El 1° de septiembre de 2019, el PEN mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia 609/2019 introdujo controles de capitales para reducir la presión devaluatoria contra el Peso, cuya vigencia fue prorrogada indefinidamente por el gobierno de Alberto Fernández mediante el Decreto N° 91/2019 y las Comunicaciones "A" 6854 y 6856 del Banco Central.

Si el Peso se depreciara aún más, volverían a producirse todos los efectos negativos sobre la economía argentina asociados a dicha depreciación, con consecuencias adversas para los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía.

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

Por otra parte, la futura recaudación impositiva y resultados fiscales de la República Argentina podrían ser insuficientes para cumplir con sus obligaciones de servicio de deuda, aún luego de la renegociación de la deuda externa e interna, 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.

Debido a los altos niveles de inflación y la continua devaluación del Peso, el gobierno nacional ha resuelto aumentar periódicamente el monto mínimo no imponible del Impuesto a las Ganancias. A la fecha de este prospecto, el Ministerio de Economía anunció que con vigencia desde mayo de 2023 el monto mínimo no imponible será de \$506.230 brutos.

En consonancia con dicho anuncio, el Gobierno Nacional oficializó con fecha 16 de junio de 2023 que en la primera cuota del sueldo anual complementario a cobrarse, los salarios brutos de hasta \$880 mil quedarán exentos del Impuesto a las Ganancias. Se trata de un beneficio extraordinario por única vez que tiene por objetivo recomponer el poder adquisitivo.

Una apreciación significativa del Peso respecto del Dólar también presenta riesgos para la economía argentina, incluida la posibilidad de una reducción de las exportaciones (como consecuencia de la pérdida de competitividad externa). Tal apreciación también podría tener un efecto negativo sobre el crecimiento de la economía y el empleo y reducir la recaudación fiscal en términos reales.

A partir del 1° de julio de 2018, el Peso califica como moneda de una economía hiperinflacionaria, por lo que la Compañía está obligada a reexpresar sus estados financieros históricos en términos de la unidad de medida corriente al cierre del año sobre el que se informa, lo que podría afectar adversamente los resultados de las operaciones y la situación patrimonial y financiera de la Compañía.

A partir del 1° de julio de 2018, el Peso califica como moneda de una economía hiperinflacionaria, lo que obliga a la Compañía a reexpresar sus estados financieros históricos aplicando ajustes por inflación en sus estados financieros, lo que podría afectar adversamente los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial y financiera.

La NIC 29 “Información financiera en economías hiperinflacionarias” requiere que los estados financieros de una entidad cuya moneda funcional sea la de una economía hiperinflacionaria sean reexpresados a fin de reflejar los efectos de la variación de un índice general de precios adecuado. La NIC 29 no prescribe cuándo se está en presencia de un escenario de hiperinflación, pero incluye diversas características para tomar como referencia. Tampoco identifica jurisdicciones de hiperinflación específicas. Sin embargo, en junio de 2018 la *International Practices Task Force of the Centre for Quality* (Fuerza de Tareas de Prácticas Contables Internacionales del Centro de Calidad en Auditoría) (“**IPTF**”), una entidad que monitorea a los “países altamente inflacionarios”, categorizó a la Argentina como un país con una tasa de inflación acumulada a tres años superior al 100%. También se encontraban presentes algunos de los demás factores cualitativos de la NIC 29. Por lo tanto, las sociedades argentinas que utilizan las NIIF, y que tengan definido al Peso como su moneda funcional, están obligadas a aplicar la NIC 29 a sus estados financieros por períodos que finalicen a partir del 1 de julio de 2018.

Los ajustes por inflación, inclusive la indexación en materia fiscal, como los requeridos por la NIC 29, se encontraban prohibidos por Ley N° 23.928. Adicionalmente, el Decreto N° 664/03 del Poder Ejecutivo Nacional (el “**Decreto 664**”) instruía a los entes reguladores, como los Registros Públicos de Comercio, la Inspección General de Justicia (“**IGJ**”) de la Ciudad de Buenos Aires y la CNV a que acepten únicamente estados financieros que cumplieran con lo establecido por la Ley N° 23.928. No obstante, el 4 de diciembre de 2018, la Ley N° 27.468 anuló el Decreto 664 y reformó la Ley N° 23.928 disponiendo que ya no regía la prohibición de indexación de los estados financieros. Algunos entes reguladores como la CNV y la IGJ han requerido que los estados financieros a ser presentados ante tales organismos por períodos finalizados a partir del 31 de diciembre de 2018, sean reexpresados para reflejar la inflación siguiendo los lineamientos de la NIC 29. Sin embargo, a los efectos de determinar la indexación a los fines impositivos, la Ley N° 27.468 reemplazó el IPM con el IPC y modificó los estándares que deben estar presentes para que se desencadene el procedimiento de indexación fiscal.

La Compañía no puede predecir el impacto futuro que tendrá en sus estados financieros la eventual aplicación de la indexación fiscal y los ajustes por inflación relacionados antes detallados, ni los efectos sobre su actividad, resultados de sus operaciones o su situación patrimonial y financiera.

Las medidas adoptadas por el gobierno nacional para reducir las importaciones pueden afectar la capacidad de la Emisora de comprar bienes de capital significativos para su operación.

Los controles de cambio introducidos desde septiembre de 2019, y que han sido reforzados hasta el momento, incidieron en el régimen de importación de bienes a la República Argentina y en el pago de esas importaciones. Los importadores están obligados a declarar a la Aduana, en el término de 90 días, el ingreso de bienes importados pagados por anticipado

adquiridos a proveedores no relacionados. En cambio, el pago anticipado de importaciones a proveedores relacionados con el importador requiere de la autorización previa del Banco Central. Los importadores pueden acceder al mercado de cambios para efectuar el pago de los bienes importados o para satisfacer obligaciones de deuda denominadas en moneda extranjera relacionadas con el financiamiento de la importación, única y exclusivamente en tanto se cumplan ciertas condiciones, las que incluyen el requisito de declarar y registrar los bienes en el sistema de Seguimiento de Pagos de Importaciones. Por favor, véase la sección “*Información Adicional – c) Controles de Cambio*” en este Prospecto para más información.

No es posible garantizar que el gobierno argentino modificará o mantendrá los actuales aranceles de exportación y las regulaciones de importación. Tampoco es posible predecir el impacto que cualquiera de tales cambios podría tener sobre los resultados de las operaciones o la situación patrimonial de la Emisora.

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.

El gobierno nacional ejerce un control sustancial sobre la economía argentina y podría incrementar su nivel de intervención en ciertas áreas de la economía, incluso mediante la regulación de las condiciones del mercado y los precios.

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. Los demás actos realizados por el Gobierno Argentino en relación con la economía, incluidas las decisiones relativas a tasas de interés, impuestos, controles de precios, aumentos de salarios, prestación de beneficios adicionales para empleados, controles de cambio y potenciales cambios en el mercado de cambios, podrían continuar teniendo un efecto adverso significativo sobre el crecimiento económico argentino y, en consecuencia, podrían afectar adversamente los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Compañía. Asimismo, cualquier política adicional del Gobierno Nacional establecida para prevenir conflictos sociales, o en respuesta a conflictos sociales, podría afectar adversa y sustancialmente la economía y, por lo tanto, los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

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

La economía argentina es vulnerable a los golpes externos que podrían ser causados por eventos adversos que afecten a sus principales socios comerciales. Una caída significativa en el crecimiento económico de cualquier socio comercial principal de Argentina (incluyendo Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos) podría tener un impacto negativo importante en el equilibrio comercial de Argentina y afectar negativamente su crecimiento económico. La demanda decreciente de las exportaciones argentinas podría tener un efecto negativo sustancial en el crecimiento económico argentino.

La economía argentina sigue siendo vulnerable a los embates externos que se pueden generar por sucesos adversos en la región o a nivel mundial. Una baja significativa en el crecimiento económico de cualquiera de los principales socios comerciales de la Argentina (entre ellos Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos) podría tener un impacto adverso significativo en la balanza comercial de Argentina y afectar negativamente la economía del país. En particular, en el año 2022, y conforme lo publicado por el instituto brasileño de estadística, la economía brasileña creció un 2,9%. Sin perjuicio de ello, un mayor deterioro de las condiciones económicas en Brasil puede reducir la demanda de exportaciones argentinas y generar ventajas para las importaciones brasileñas. Así, si bien el impacto de una eventual caída brasileña sobre Argentina no se puede predecir, no podemos ignorar la posibilidad de que la crisis económica y política brasileña pudiera tener como resultado un ulterior impacto sobre 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, 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. En particular, el 3 de mayo de 2023, producto de la crisis bancaria, la persistente inflación y en línea con las decisiones de meses anteriores, la FED endureció su política monetaria y aumentó el índice de referencia en 0,25 puntos llevándolo a entre el 5% y el 5,25%. Cualquier eventual aumento adicional de la tasa de referencia americana y en general de los estados pertenecientes a las economías desarrolladas, podría aumentar el riesgo país, dilatando el costo de endeudamiento para la Argentina y para las compañías y entidades locales, como la Emisora.

Por otro lado, la reducción del crecimiento de los socios comerciales de Argentina podría tener un efecto adverso sustancial sobre los mercados de exportaciones de Argentina y, a su vez, afectar adversamente el crecimiento económico. Cualquiera de estos potenciales riesgos de la economía argentina podría tener un efecto adverso sustancial sobre los negocios, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora. En este sentido, el REM elaborado el 9 de junio de 2023 contempla para 2023 caídas interanuales del 19,7% en el valor de las exportaciones y del 13,6% para las importaciones y una variación del PBI estimada de -3.1%.

En julio de 2019, el Mercado Común del Sur (“**MERCOSUR**”) 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. A la fecha del presente Prospecto, no se han registrado avances significativos en la implementación de este acuerdo.

Asimismo, los desafíos que enfrenta la Unión Europea 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 no 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, especialmente entre Argentina y Brasil. No podemos predecir el efecto sobre la economía argentina y nuestras operaciones en caso de surgir litigios entre la Argentina y Brasil, o si cualquiera de dichos países decidiera salir del MERCOSUR.

Además, el escenario macroeconómico global enfrenta desafíos. Hay considerable incertidumbre respecto de los efectos a largo plazo de las políticas monetarias y fiscales expansivas adoptadas por los bancos centrales y las autoridades financieras de algunas de las principales economías del mundo, incluyendo los Estados Unidos y China. En este sentido, Estados Unidos venía enfrentando contundentes rumores sobre su eventual capacidad de poder cumplir con todas sus obligaciones financieras y así evitar caer en estado de cesación de pagos. Frente a ello, y a los efectos de despejar rumores de default, el 27 de mayo de 2023, Joseph Biden, Presidente de los Estados Unidos de América, y Kevin McCarthy, Presidente de la Cámara de Representantes y uno de los líderes del Partido Republicano, arribaron a un principio de acuerdo donde se fija un límite al gasto público y se amplía el techo de la deuda hasta principios de 2025. Con fecha 2 de junio de 2023, el proyecto de ley fue aprobado por ambas cámaras del Parlamento de los Estados Unidos.

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 2020, 2021 y 2022, ya que la economía en la mayor parte de la región se ha ralentizado luego de

casi una década de crecimiento sostenido, entre otros factores. También ha habido preocupación acerca de la relación entre China y otros países asiáticos, que puede resultar en, o intensificar, potenciales conflictos en relación con disputas territoriales, y la posibilidad de una guerra comercial entre los Estados Unidos y China.

En este sentido, la guerra de Rusia en el territorio de Ucrania iniciada en febrero de 2022 ha afectado y podría continuar afectando a otros países mundialmente, generando aumentos en el precio del petróleo y trigo, por ser Rusia una de las grandes productoras de petróleo y Ucrania uno de los principales productores de trigo. Además, generó aumentos en las tasas de inflación y turbulencias en los mercados. Asimismo, si bien por el momento el conflicto es regional, la eventual invasión de Rusia en otros países limítrofes miembros de la Organización del Tratado del Atlántico Norte (OTAN) podría incluso generar una tercera guerra mundial, todo lo cual podría afectar la economía argentina y repercutir en el negocio, las condiciones financieras o los resultados de las operaciones de la Sociedad.

Los resultados de las elecciones de los Estados Unidos de América, que concluyeron el 3 de noviembre de 2020, dieron por ganador a Joseph Biden, quien asumió su cargo de presidente de los Estados Unidos de América el 20 de enero de 2021. Sin perjuicio de lo anterior la expectativa por parte de la prensa y los mercados es que una presidencia de Biden no implicaría cambios radicales en la economía de dicho país, ya que no contaría este con las mayorías necesarias en el senado para implementar reformas sustanciales. Sin perjuicio de ello, parte de la campaña de Biden consistió en el desarrollo de un plan audaz denominado "Revolución de Energía Limpia" para enfrentar y liderar al mundo en la confrontación de la emergencia climática, entendiendo que el "Green New Deal" es un marco crucial para atacar los desafíos climáticos que enfrenta el planeta. Dicho plan consiste en la creación de nuevas industrias que revitalicen la manufactura, generen empleos de alta calidad y fortalezcan la clase media en ciudades y pueblos de los Estados Unidos para convertirse en la superpotencia de energía limpia del mundo y exportar tecnología de energía limpia a todo el mundo, asegurando que Estados Unidos logre una economía de energía limpia al 100% y emisiones netas cero a más tardar en 2050.

Asimismo, el nuevo presidente de los Estados Unidos de América resaltó en su campaña la necesidad de que el país vuelva a trabajar con sus aliados europeos. Cambios en lo social, político, regulatorio y condiciones económicas en los de los Estados Unidos de América y/o en las leyes y políticas respecto del comercio exterior podrían generar incertidumbre en los mercados internacionales y tener un efecto negativo en las economías en vías de desarrollo, incluida la economía argentina, que podrían tener un impacto negativo en nuestras operaciones.

A su vez, el 9 de enero de 2023 las sedes principales de los 3 (tres) poderes de la República Federativa de Brasil fueron brutalmente atacados por un considerable grupo de ciudadanos que desconocían la legitimidad del recientemente nombrado Presidente Luiz Inácio Lula da Silva, menoscabando fuertemente la convivencia democrática en dicha república.

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 Silicon Valley Bank. Esto significó la mayor quiebra de un banco estadounidense desde la crisis financiera del 2008. Días antes del cierre del banco, sus autoridades habían anunciado que necesitaban recaudar U\$S2.250 millones para cubrir pérdidas, lo que llevó a que sus clientes retiraran depósitos por un monto de U\$S 42.000 millones. Sin perjuicio de ello, el 27 de marzo de 2023, la FDIC informó que el First Citizens Bank compró el Silicon Valley Bank, evitando de tal modo la declaración de quiebra de la última.

En este sentido y a fin de evitar que la crisis de confianza en el sistema bancario se extendiera, la Reserva Federal anunció que garantizará todos los depósitos de los clientes del banco. Sin embargo, 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 16 de marzo de 2023 fue rescatado por los grandes bancos estadounidenses que depositaron U\$S30.000 millones, luego que los clientes de ambos bancos retiraran importantes sumas de sus depósitos. 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. Del mismo modo y contagiado por el adverso contexto norteamericano, el 24 de marzo de 2023, las acciones del Deutsche Bank llegaron a caer un 15%, sumergiéndose en consecuencia en un clima de profunda desconfianza, inestabilidad e incertidumbre el sistema bancario europeo.

A la fecha del presente Prospecto, no se puede prever si los efectos de la crisis bancaria se extenderán a otras entidades y países, ni las consecuencias que pudiera tener en la economía global.

A la fecha del presente Prospecto, no podemos asegurar que las condiciones a nivel internacional comiencen un rumbo de recuperación o continúen con tendencias negativas. En este sentido, la economía argentina podría verse negativamente afectada como resultado de una menor demanda internacional y menores precios por los productos y servicios que

conforman el negocio de la Compañía, falta de acceso al crédito internacional, menor ingreso de capitales y una mayor aversión al riesgo, lo que podría también afectar adversamente nuestras actividades, resultados de las operaciones, situación financiera y flujos de efectivo.

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 aranceles a las exportaciones, incluidas las exportaciones de hidrocarburos. A su vez, se han adoptado medidas 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. insumos indispensables. 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.

En este sentido, el 26 de abril de 2023, el Ministro de Economía de la Nación, Sergio Massa, anunció la activación del swap con China. Esta medida permitirá que importaciones originalmente pagaderas en Dólares Estadounidenses, se puedan pagar con Yuanes. En este marco, el Ministerio de Economía de la Nación considera que la menor demanda de Dólares Estadounidenses por la activación del swap con China tendría un impacto positivo en las reservas internacionales del BCRA.

En consonancia con dicho anuncio, y a fin de posibilitar el uso del Yuan como instrumento de pago, la AFIP habilitó en el SIM un código de ventaja que posibilita el uso del Yuan como moneda a adquirir en los casos en que en el SIRA y los despachos asociados se haya declarado el valor FOB en una moneda extranjera distinta. A tal efecto, tanto en el SIRA como en los despachos que lo cancelan, se deberá invocar el código de ventaja en todos los ítems que lo integran. De esta forma, se manifiesta la intención de utilizar Yuanes para cancelar la operación de importación.

Con fecha 2 de junio de 2023, el presidente del BCRA suscribió la renovación anticipada del swap por 130 mil millones de yuanes por el plazo de 3 años. Asimismo, se inició el procedimiento de ampliación del monto de uso por otros 35 mil millones de yuanes, que operará una vez que se agote el primer tramo de ampliación de uso utilizado para el intercambio comercial entre ambos países y por acuerdo de las partes. Aumentando de esta forma de 35 mil millones de yuanes a 70 mil millones de yuanes la capacidad de uso.

A su vez, el 29 de junio de 2023 el BCRA emitió la comunicación "A" 7796 donde, complementando la resolución general N° 965/2023 de la CNV que habilitó la negociación de valores negociables en yuanes, incorporó al yuan como moneda admitida de captación de depósitos en las cajas de ahorro y cuentas corrientes. De este modo, las entidades financieras estarán así habilitadas a la apertura de cuentas bancarias nominadas en yuanes.

Sin perjuicio de ello, no podemos asegurar que los impuestos y las regulaciones sobre importaciones/exportaciones 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.

En respuesta a las medidas de emergencia implementadas por el Gobierno Argentino durante la crisis económica de 2001-2002, se presentaron varios reclamos ante el CIADI contra la Argentina. Los reclamantes alegan que las medidas de emergencia eran inconsistentes con las normas de tratamiento equitativo establecidas en diversos tratados bilaterales de inversión de los que la Argentina era parte en ese momento. Los reclamantes también han iniciado reclamos ante tribunales de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional ("CNUDMI") y conforme a las normas de la Cámara de Comercio Internacional ("CCI").

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

En julio de 2017, en una decisión dividida, un tribunal del CIADI resolvió que Argentina había violado los términos de un tratado bilateral de inversiones con España, alegando la expropiación ilegal por parte del Estado Argentino de la compañía

Aerolíneas Argentinas y sus afiliadas (incluyendo Optar, Jet Paq, Austral, entre otras). El tribunal del CIADI ha multado a Argentina por un monto aproximado de US\$ 320,8 millones, adjudicando a los actores aproximadamente el 20% de los US\$ 1.590 millones que habían reclamado inicialmente.

Argentina solicitó la anulación del laudo. Con fecha 29 de mayo de 2019, el CIADI rechazó la petición de Argentina y ratificó la decisión anterior. De esta manera, el monto de la multa, junto a gastos y costas, se hizo exigible. Sin embargo, debido a que Argentina no realizó el pago, el fondo de inversión Titan Consortium (quien adquirió los derechos de Burford Capital Limited sobre la demanda) acudió a los tribunales de Nueva York a los efectos de ejecutar la sentencia del tribunal del CIADI. Si bien en esta instancia adicional Argentina podría presentar el último recurso de reconsideración, el resultado de dicha instancia es incierto a la fecha de este Prospecto y existen las posibilidades de que bienes de Argentina sean embargados.

Asimismo, en junio de 2019, se presentó un reclamo ante el CIADI en nombre del grupo holandés ING, NN Holdinvest, NN Intertrust y NN Insurance International por la nacionalización del sistema de jubilaciones privadas durante el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner en el año 2008. Tal como informó el CIADI en su sitio web, la demanda es por un monto de US\$ 500 millones. El 21 de junio de 2021 el tribunal del CIADI tomó medidas provisionales y con fecha 15 de septiembre de 2021 emitió la Resolución Procesal N°3 relativa a la producción de documentos. Sin embargo, el 20 de diciembre de 2021 los peticionantes presentaron una dúplica sobre jurisdicción y una réplica sobre el fondo. El 6 de diciembre de 2022 se llevó a cabo una audiencia de expertos. Adicionalmente, con fecha 9 de marzo de 2023 los actores solicitaron que el Tribunal tenga presente la nueva evidencia producida. A la fecha del presente Prospecto, el Tribunal no se ha aún expedido sobre la admisibilidad de la prueba solicitada.

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 a 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 Sociedad.

Sumado a dichos procesos arbitrales, en el marco del juicio por la expropiación que el Estado Argentino hiciera en el año 2012 del 51% de las acciones de YPF, el 31 de marzo de 2023, la jueza Loretta Preska de la Corte del Distrito Sur de Nueva York, rechazó la defensa esgrimida por la Argentina concerniente a que el derecho de expropiación prevalece por sobre lo que disponga el estatuto empresarial. En consecuencia, condenó a la República Argentina a indemnizar a los fondos internacionales Burford Capital y Eton Park. A pesar de que los daños a pagar no han sido aún cuantificados, se estima que la Argentina deberá pagar indemnizaciones de entre US\$ 3.500 millones y US\$ 17.000 millones. A la fecha del presente Prospecto, la sentencia no se encuentra firme.

La Emisora no es parte de ninguno de estos casos y, por ende, no puede garantizar que la Argentina logrará que algunos o todos estos casos sean desestimados o, en caso de emitirse laudos a favor de los reclamantes, que podrá obtener la anulación de dichos laudos. Cualquier laudo que se emita contra la Argentina podría tener un efecto adverso significativo sobre la economía argentina y, en consecuencia, afectar en forma adversa los negocios, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Sociedad.

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

La falta de un marco institucional sólido, así como también la corrupción han sido identificadas como un problema significativo para la Argentina. En el Índice de Percepciones de Corrupción de 2021 de Transparency International, que incluye un estudio de 180 países, la Argentina se ubicó en el año 2022 y 2021 en el puesto 94 en comparación con el puesto 78 para el estudio correspondiente al año 2020.

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 debilidad de la situación macroeconómica de Argentina continuó en 2019 y se acentuó durante 2020 y podría incrementarse en 2021 como resultado de las medidas que introduzca el nuevo gobierno.

Por otra parte, diversas investigaciones en curso por denuncias de lavado de activos y corrupción que están siendo llevadas adelante por la fiscalía federal, siendo la mayor de dichas investigaciones la denominada “Los Cuadernos de las Coimas”, han repercutido negativamente en la economía y en el entorno político de Argentina. Ciertos funcionarios de los gobiernos de Kirchner y Fernández de Kirchner, así como funcionarios de alto rango de sociedades con contratos con el Estado o concesiones públicas han enfrentado o se encuentran enfrentando denuncias de corrupción y lavado de activos como resultado de estas investigaciones. Estas personas son acusadas de haber aceptado o pagado sobornos mediante retornos sobre contratos otorgados por el gobierno a diversas compañías de infraestructura, energía y construcción. Los fondos derivados de estos retornos supuestamente financiaban las campañas de partidos políticos pertenecientes al gobierno liderado por la expresidenta y actual vicepresidenta Cristina Fernández de Kirchner. Estos fondos no eran registrados ni revelados públicamente, y presuntamente fueron destinados para enriquecer a ciertas personas. Diversos políticos de alto rango, entre ellos miembros del Congreso Nacional, y altos ejecutivos y funcionarios de las mayores empresas de Argentina (i) han sido arrestados por varios cargos de corrupción, (ii) celebraron acuerdos de cooperación con fiscales, y (iii) han renunciado o sido removidos de sus cargos. El resultado potencial de la causa de “Los Cuadernos de las Coimas”, así como otras investigaciones sobre corrupción en curso, es incierta, pero éstas ya han tenido un impacto negativo en la reputación de las compañías implicadas, como así también en la percepción de la economía, el entorno político y los mercados de capitales de Argentina por parte de los mercados en general.

En este sentido, el 6 de diciembre de 2022 el Tribunal Oral Federal N° 2 condenó a la actual vicepresidenta Cristina Fernández de Kirchner a la pena de 6 años de prisión e inhabilitación especial perpetua para ejercer cargos públicos por el delito de administración fraudulenta en perjuicio de la administración pública. A la fecha del presente Prospecto, dicha sentencia no se encuentre firme y no ha producido efecto de cosa juzgada.

La Emisora no tiene control y no puede predecir por cuánto tiempo seguirán las investigaciones de corrupción, o si tales investigaciones o denuncias (u otras investigaciones o denuncias futuras) generarán mayor inestabilidad política y económica. Asimismo, no se puede predecir cuál será el resultado de dichas denuncias o su efecto en los distintos sectores de la economía argentina.

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

El surgimiento y propagación de una enfermedad a nivel pandémico o una amenaza de salud pública similar, como la pandemia de “COVID-19” (coronavirus), podría afectar negativamente nuestro negocio, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Sin perjuicio, de que con fecha 5 de mayo de 2023, la Organización Mundial de la Salud declaró el fin de la emergencia sanitaria global por la pandemia de “Covid-19”, actualmente se encuentra de todos modos vigente el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 863 de fecha 29 de diciembre de 2022 que amplía la emergencia pública en materia sanitaria hasta el 31 de diciembre de 2023. Sin dejar ello de lado, el brote de una pandemia, enfermedad o amenaza similar al “Covid-19” para la salud pública, que ha tenido y puede seguir teniendo consecuencias adversas materiales en la economía global, podrían afectar en forma material y adversa nuestro negocio, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones. Algunos de los efectos negativos podrían ser: impactos adversos en los mercados financieros; reducción de la demanda de exportaciones e importaciones y, por lo tanto, de nuestros ingresos, generando la reducción de nuestros niveles de actividad y de inversión relacionados nuestros campos de producción; una caída significativa del precio internacional de la commodities, por el efecto combinado de una fuerte caída de la demanda, así como de la imposibilidad de los productores para reducir ordenadamente la oferta, afectando negativamente el entorno económico argentino; y cambios sustanciales en las empresas y en el comportamiento social y su potencial impacto en la venta de commodities.

No ha habido cambios en la situación patrimonial y financiera de la entidad con posterioridad al último estado financiero publicado en función de la situación de emergencia nacional e internacional por la pandemia del nuevo coronavirus.

Los efectos a largo plazo de epidemias y otras crisis de salud pública, como el COVID-19, en la economía son difíciles de evaluar o predecir. El alcance del impacto de la pandemia en la economía argentina dependerá de ciertos acontecimientos, entre ellos, la duración y diseminación del brote, las medidas adoptadas o a adoptar por el gobierno argentino y el Banco Central, y el impacto de las mismas en los socios económicos de Argentina, todo lo cual es incierto aún.

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, a razón de Ps. 1,00 por U\$S 1,00.

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.

Después de declarar el estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, el gobierno argentino aumentó las tarifas de energía eléctrica en el MEM en virtud de Energía Base. Consumidores, políticos y organizaciones no gubernamentales comenzaron a interponer pedidos de medidas cautelares para la suspensión de dichos aumentos y sentencias recientes suspendieron los aumentos en todo el territorio nacional. El 6 de septiembre de 2016, la Corte Suprema de Justicia dejó sin efecto estas medidas cautelares que suspendían los incrementos en las tarifas de energía eléctrica aplicables al consumidor final y, el 28 de octubre de 2016, se llevó a cabo una audiencia pública para dar tratamiento a las propuestas de revisión tarifaria integral presentadas por EDENOR y EDESUR. Los aumentos tarifarios fueron aprobados el 31 de enero de 2017. Asimismo, el gobierno argentino emitió la Resolución SE N° 21/16 llamando a licitación pública para la instalación de nueva capacidad de generación de fuentes térmicas y renovables, ofreciendo a los generadores tarifas denominadas en Dólares Estadounidenses atadas a los costos de generación para la nueva capacidad de generación que se pusiera a disposición. Sin embargo, las tarifas en virtud del programa Energía Base permanecen muy por debajo de los niveles históricos, si bien se han producido aumentos importantes y actualmente se denominan en Dólares Estadounidenses, lo que mitiga el efecto de las variaciones en el tipo de cambio. Estas medidas u otras medidas futuras podrían no ser suficientes para resolver los problemas estructurales creados por la crisis económica del 2001 y 2002 y sus consecuencias, y podría suceder que en el futuro no se adopten medidas similares a las dictadas durante la crisis económica.

El 1 de marzo de 2019, mediante la Resolución SRRyME N° 1/19, 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 SEE N° 19/17. Asimismo, el 27 de febrero de 2020, la SE del Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación dictó la Resolución 31/20, que derogó la Resolución N° 1/19 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. 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. Para más información del Precio Spot véase “*Información sobre la Emisora—b) Descripción del sector en el que se desarrollan las actividades de la Emisora—Descripción General del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico—Marco Regulatorio de la Energía Renovable en Argentina—Remuneración Mercado Spot*” del presente Prospecto.

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, transporte y distribución de energía eléctrica. Desde 1992, 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 en particular a partir de la crisis económica atravesada por el país en los años 2001 y 2002, el sector eléctrico de Argentina volvió a estar sujeto a una rigurosa regulación e intervención estatal.

En respuesta a la referida crisis económica, el Gobierno Argentino aprobó la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario N° 25.561, y otras reglamentaciones, a través de las que introdujo una serie de reformas significativas en el marco regulatorio aplicable al sector eléctrico que se apartaron 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 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 indiscriminados 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 energía eléctrica 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, y en particular a los generadores de energía eléctrica, con diferencias de precios significativas dentro del mercado.

El Gobierno Argentino intervino en el sector eléctrico a través de diversas medidas. Además de las anteriormente citadas, 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 ha inducido a los agentes del MEM a participar de programas de inversiones para la construcción de nuevas plantas de generación y ampliación de las redes de transmisión y distribución existentes.

En cuanto a los mecanismos de fijación de precios de generación, en marzo de 2013, a través de la Resolución SE N° 95/2013 se modificó totalmente el sistema que había sido establecido por la Ley N° 24.065, pasándose a un sistema de remuneración "cost-plus". Por esa misma resolución, el Gobierno Argentino suspendió (con efectos hasta el día de hoy) la renovación de contratos de venta en el mercado a término y la celebración de nuevos contratos en el MEM (esto es, suspendió el mercado a término con excepción de ciertos regímenes especiales), y centralizó en CAMMESA la gestión comercial y el despacho de combustibles, quitando a los generadores la posibilidad de obtener y gestionar su propio combustible.

Cabe destacar que a lo largo de los últimos años, ante la falta de señales para incentivar la inversión, el Gobierno argentino fue creando regímenes especiales, con remuneración especial y previendo la posibilidad de que "nueva generación" celebrara contratos (PPA). Ejemplo de ello son: el régimen de "Energía Plus" (Resolución N° 1261/2006), los contratos celebrados bajo Resolución SE N° 220/2007 o Resolución SEE 21/2016, o los contratos celebrados bajo las distintas rondas del Programa RenovAr.

Con la asunción del gobierno de Macri, el Gobierno Argentino comenzó a implementar ciertas reformas en el sector eléctrico nacional. El 16 de diciembre de 2015, a través del Decreto N° 134/2015 el gobierno de Macri declaró el estado de emergencia del sistema eléctrico nacional con efectos hasta el 31 de diciembre de 2017. El estado de emergencia le permitía al Gobierno Argentino tomar medidas diseñadas para garantizar el suministro de energía eléctrica en Argentina, por ejemplo, ordenar al entonces Ministerio de Energía y Minería la elaboración e implementación, con la cooperación de todas las entidades públicas federales, de un programa coordinado para garantizar la calidad y seguridad del sistema eléctrico y racionalizar el consumo de energía de las entidades públicas.

Como consecuencia, el Gobierno Argentino dispuso diversas medidas, tales como la dolarización de los precios pagados a los generadores (Resolución SEE N° 19/2017), y el levantamiento de las restricciones a la adquisición de combustible por parte de los generadores (Resolución SGE N° 70/2018) (cabe aclarar que, ante el cambio de gestión, ambas medidas quedaron sin efecto).

Por otra parte, el Gobierno Argentino y ciertos gobiernos provinciales aprobaron ajustes en los precios e incrementos en las tarifas aplicables a ciertas empresas de distribución. Una vez implementados los aumentos de tarifas, ciertos usuarios,

algunos sectores políticos y ciertas organizaciones no gubernamentales que defienden los derechos de consumidores y usuarios comenzaron a interponer pedidos de medidas cautelares para la suspensión de dichos aumentos, que fueron aceptados por los tribunales argentinos. En este sentido, cabe destacar dos fallos dictados por la Sala II de la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata y por un juez federal del tribunal de primera instancia de San Martín que suspendieron los incrementos en las tarifas de electricidad aplicables al consumidor final en la Provincia de Buenos Aires y en todo el territorio de Argentina, respectivamente. De acuerdo con dichas medidas cautelares (i) se suspendieron los incrementos tarifarios aplicables al consumidor final concedidos a partir del 1 de febrero de 2016, con efecto retroactivo a esa fecha, (ii) las facturas enviadas al consumidor final no debían incluir el incremento, y (iii) se debía proceder al reembolso de los importes ya cobrados al consumidor final como consecuencia del consumo registrado antes de dichos fallos. Sin embargo, el 6 de septiembre de 2016, la Corte Suprema de Justicia dejó sin efectos las medidas cautelares que suspendían los incrementos en las tarifas de energía eléctrica aplicables al consumidor final, alegando objeciones formales y defectos de procedimiento.

De conformidad con la Resolución N° 522/16, el ENRE ordenó que se llevara a cabo una audiencia pública para evaluar las propuestas para una revisión integral de tarifas presentada por EDENOR y EDESUR para el período 1º de enero de 2017 – 31 de diciembre de 2021. La audiencia se llevó a cabo el 28 de octubre de 2016. El entonces Ministerio de Energía y Minería y el ENRE llevaron a cabo una audiencia pública no vinculante para analizar las propuestas sobre tarifas presentadas por las empresas de distribución para el área del gran Buenos Aires (con 15 millones de habitantes, aproximadamente), incluyendo Edenor, para el período 2017-2021 dentro del marco de la Revisión Tarifaria Integral (“RTI”).

Con posterioridad a dicha audiencia, el 31 de enero de 2017, el ENRE emitió la Resolución N° 63/17, en virtud de la cual dicha autoridad administrativa aprobó las tarifas que habrían de ser aplicadas por EDENOR. En el mismo sentido, la Resolución N° 64/17 aprobó las tarifas de EDESUR.

Por otra parte, en marzo de 2016, la entonces Secretaría de Energía Eléctrica había dictado la Resolución SEE N° 22/16, a través de la cual ajustó los precios de energía eléctrica aplicables a las ventas de energía de las empresas de generación en virtud del programa Energía Base. La Secretaría de Energía Eléctrica mencionó que los precios del MEM estaban distorsionados y desalentaban la inversión privada en generación de energía y que era necesario incrementar las tarifas para compensar parcialmente los crecientes costos de operación y mantenimiento y para mejorar la capacidad de generación de efectivo de esas empresas.

El 1º de febrero de 2017, el ENRE dictó varias resoluciones, que, entre otros cambios de política, implementaron una reducción de los subsidios de tarifas de energía eléctrica y un aumento de las tarifas de energía eléctrica para clientes residenciales. Dichos aumentos se ubicaron en el rango de 61% a 148%, dependiendo del volumen de consumo de energía eléctrica del usuario.

En cuanto a las tarifas de transporte, se llevaron a cabo siete audiencias públicas de conformidad con lo dispuesto en las Resoluciones N° 601/16, 602/16, 603/16, 604/16, 605/16, 606/16, y 607/16 del ENRE. En dichas audiencias públicas se evaluaron las propuestas respecto de tarifas presentadas por las empresas de transporte Transener S.A., Distrocuyo S.A., Transcomahue S.A., Ente Provincial de Energía de Neuquén, Transba S.A., Transnea S.A., Transnoa S.A., y Transpa S.A. para el período 1º de enero de 2017 – 31 de diciembre de 2021. En virtud de las Resoluciones N° 66/17, 68/17, 69/17, 71/17, 73/17, 75/17, 77/17 y 79/17 (todas ellas de fecha 1 de febrero de 2017), el ENRE aprobó las univas tarifas aplicables de dichas empresas.

En un cambio de criterio sobre las políticas aplicadas en el sector de la electricidad, el 17 de abril de 2019, el gobierno de Macri anunció que las tarifas aplicadas por las empresas distribuidoras de electricidad no serían incrementadas durante el resto de 2019.

A principios de 2019, a través de la Resolución N°1/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico (“**Resolución N° 1**”), el Gobierno Argentino modificó los precios de capacidad de generación y energía bajo el programa Energía Base, -que habían sido previamente incrementados por la Resolución N° 19/17 de la Secretaría de Energía Eléctrica-, y mantuvo el esquema remunerativo valuado en Dólares Estadounidenses, al igual que la Resolución N° 19/17 de la Secretaría de Energía Eléctrica.

Durante las primeras semanas del gobierno del Alberto Fernandez, se envió al Congreso Nacional el Proyecto de Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva, que fuera aprobado con fecha 20 de diciembre de 2019, que declaró la emergencia tarifaria y energética, facultando al PEN a (i) mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción

federal, e 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, 24.076 y demás normas concordantes-, a partir de la vigencia de la ley y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020, invitando a las provincias a adherir a estas políticas; e (ii) intervenir administrativamente el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) por el término de un (1) año (medida que fue concretada mediante los Decreto N° 277/2020 y 278/2020, que dispusieron la intervención del ENRE y ENARGAS hasta el 31 de diciembre del año 2020). Cabe mencionar que la intervención del ENRE y del ENARGAS fue objeto de sucesivas prórrogas –instrumentadas mediante los Decretos N° 1020/2020, 871/2021 y 815/2022–, por lo que continúa vigente en la actualidad.

En el marco de la pandemia del COVID-19, el gobierno dictó el DNU N° 311/2020 que dispuso por un plazo de 180 días prohibir a las empresas prestadoras de energía eléctrica llevar a cabo suspensiones o cortes del respectivo servicio a los usuarios que incurran en mora o falta de pago hasta tres facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1° de marzo de 2020. La medida fue posteriormente prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2020, a través del Decreto N° 756/2020. Para más información, véase “*—Riesgos relacionados con Argentina—La Emergencia Energética y Tarifaria decretada por la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública y las nuevas medidas que implemente el nuevo gobierno podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Compañía*” del presente Prospecto.

A través del Decreto N° 543/2020, publicado en el Boletín Oficial el 19 de junio de 2020, el plazo de ciento ochenta días de mantenimiento de las tarifas previsto en la Ley de Solidaridad y Reactivación Productiva fue prorrogado por un plazo adicional de 180 días corridos. El 16 de diciembre de 2020, a través del Decreto N° 1020/2020, este plazo fue prorrogado nuevamente por un plazo adicional de noventa (90) días corridos o hasta tanto entren en vigor los nuevos cuadros tarifarios transitorios resultantes del Régimen Tarifario de Transición para los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y energía eléctrica que estén bajo jurisdicción federal, lo que ocurra primero.

El Decreto N° 1020/2020 también dispuso el inicio a 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. El Decreto preveía que el plazo de la renegociación no podría exceder de dos (2) años desde el dictado el referido Decreto. Sin embargo, mediante el Decreto N° 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).

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

Con fecha 30 de abril de 2021, el ENRE emitió las Resoluciones N° 106 y 107, a través de las cuales se aprobaron los valores del Costo Propio de Distribución y los valores del cuadro tarifario de EDESUR y EDENOR vigentes a partir del 1 de mayo de 2021 (Régimen Tarifario de Transición). Con posterioridad, numerosas resoluciones del ENRE aprobaron sucesivamente los cuadros tarifarios de EDENOR y EDESUR y sus modificaciones.

El 26 de febrero de 2022, por medio de las Resoluciones del ENRE N° 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, y 74, se aprobaron los valores horarios a aplicar al equipamiento regulado con vigencia a partir del 1 de febrero de 2022 para las siguientes empresas transportistas, respectivamente: TRANSPA, TRANSCO, TRANSENER, TRANSBA, EPEN, TRANSNOA, TRANSNEA y DISTROCUYO.

El 18 de abril de 2022, por medio de la Resolución N° 235/2022, la Secretaría de Energía convocó a una audiencia pública a los efectos del tratamiento de la implementación de la segmentación en el otorgamiento de los subsidios al precio de la energía por parte del Estado Nacional a los usuarios del servicio de gas natural y del servicio de energía eléctrica, para el bienio 2022-2023. La audiencia tuvo lugar el 12 de mayo de 2022.

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 Secretaría de Energía). Mediante la Resolución N° 467/2022 la Secretaría de Energía instruyó a la Subsecretaría de Planeamiento Energético a instrumentar dicho régimen.

El 1 de septiembre de 2022, mediante la Resolución N° 627/2022 la Secretaría de Energía (modificada por la Resolución N° 629/2022) definió tres segmentos de usuarios residenciales con niveles de subsidios diferenciados en virtud del régimen de segmentación de subsidios establecido en el Decreto N° 332/2022. La Resolución N° 627/2022 dispuso el criterio de aplicación del régimen de segmentación de subsidios, que se aplicaría a partir del 1 de septiembre de 2022 y hasta el 31 de octubre de 2022. En función de ello, la Resolución SE N° 627/2022 aprobó los POTREF y el PEE en el MEM que deberán utilizar para su correspondiente aplicación en los cuadros tarifarios los agentes distribuidores y otros prestadores del servicio público de distribución que lo requieran durante el período comprendido entre el 1 de septiembre y el 31 de octubre de 2022.

El 30 de noviembre de 2022 y el 23 de enero de 2023 se celebraron audiencias públicas convocadas por el ENRE mediante las Resoluciones N° 539/2022 y 576/2022, con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto de las propuestas de las concesionarias de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica tendientes a obtener una adecuación transitoria de tarifas dentro del proceso de renegociación de la RTI, con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las concesionarias. Mediante las Resoluciones N° 682/2022 y 154/2023 del ENRE se aprobaron los informes finales de dichas audiencias.

Por otra parte, con respecto a la remuneración de los generadores durante el gobierno de Alberto Fernández, cabe destacar que con fecha 27 de febrero de 2020, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 31/2020 de la SE (“**Resolución N° 31**”). La Resolución N° 31 modificó el esquema remunerativo implementado en la Resolución N° 1, y se destacó por establecer un esquema remunerativo valuado en Pesos Argentinos, dejando atrás la valuación en Dólares Estadounidenses. Se encuentran exceptuados del régimen de la Resolución N° 31, aquellos agentes generadores, cogeneradores y auto generadores del MEM con unidades generadoras con potencia comprometida en el marco de contratos centralizados destinados al abastecimiento de la demanda del MEM (Contratos de Abastecimiento MEM), cuya energía eléctrica producida sea destinada al cumplimiento de los citados contratos. Por otro lado, también fue derogada la Resolución SGE N° 70/2018, reestableciendo la prohibición a los generadores de procurarse su propio combustible, volviendo a estar dicha función centralizada en CAMMESA (ver Resolución MDP N° 12/2019).

El 21 de mayo de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 440/2021 de la Secretaría de Energía (“Resolución 440”), que entró en vigencia y fue de aplicación a partir de las transacciones económicas de febrero de 2021.

La Resolución 440 fue también objeto de modificaciones posteriores, realizadas por medio de las Resoluciones N° 238/2022 y 826/2022 de la Secretaría de Energía.

En virtud de lo descripto, es posible que el Gobierno Argentino adopte medidas que podrían afectar adversamente los negocios y los resultados de las operaciones de la Compañía o bien que el Gobierno Argentino modifique el marco regulatorio (el cual presenta una alta volatilidad e inestabilidad) y/o adopte leyes de emergencia similares a la Ley de Emergencia Pública o resoluciones similares en el futuro que pueden tener un impacto directo en el marco regulatorio del sector eléctrico y un efecto adverso indirecto en la industria de generación de energía eléctrica y, por consiguiente, en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Compañía.

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 Emisora está sujeta a una gran variedad de regulaciones y a instancias de supervisión federales, provinciales y municipales que se aplican en general a todas las sociedades que realizan actividades comerciales en Argentina, entre ellas, legislación y regulaciones en materia laboral, de seguridad social, salud pública, protección de los consumidores, cuidado

del medio ambiente, de defensa de la competencia y controles de precios. Asimismo, en Argentina hay 23 provincias y una ciudad autónoma (la Ciudad de Buenos Aires), y cada uno de esos distritos está facultado, en virtud de la Constitución de la Nación Argentina, para dictar legislación relativa a impuestos, asuntos ambientales y al uso del espacio público. Dentro de cada provincia, los gobiernos municipales podrán tener facultades para regular dichas cuestiones. Si bien la generación eléctrica es considerada una actividad de interés general y está sujeta a legislación federal, dado que nuestras instalaciones se encuentran ubicadas en varias provincias, también quedamos sujetos a la legislación provincial y municipal. No es posible asegurar a los inversores que los acontecimientos futuros que tengan lugar en provincias y municipios en materia tributaria (incluidos los impuestos sobre las ventas, higiene y seguridad y servicios generales), ambiental, sobre el uso del espacio público u otras cuestiones no tendrán impacto en la actividad comercial. El cumplimiento de la legislación y las regulaciones actuales o futuras podrían exigir a la Emisora la realización de gastos sustanciales y el desvío de fondos de las inversiones planificadas de tal manera que podría afectar de manera adversa los resultados de las operaciones.

Asimismo, en caso de no cumplir con la legislación y las regulaciones vigentes, o con nuevas interpretaciones de las regulaciones vigentes o con cualquier nueva legislación y regulaciones, tales como aquellas relativas a instalaciones de almacenamiento de combustible y de otra índole, materiales volátiles, seguridad informática, emisiones o calidad del aire, transporte y disposición de residuos peligrosos y sólidos, así como otras cuestiones ambientales, la Emisora podría ser objeto de multas y penalidades y ello podría provocar un impacto adverso sustancial en los resultados de las operaciones.

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 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, 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 afectar 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.

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 SEN asigna a través de los procesos de subastas públicas. En marzo de 2016, la SEN 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 SEN 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.

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 SEN a la luz de la escasez actual 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 SEN 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 argentina de 2001 y 2002, la demanda de electricidad en la Argentina disminuyó como consecuencia de la caída del nivel general de actividad económica y del deterioro de la capacidad de muchos consumidores de pagar sus facturas de electricidad. En los años siguientes, la demanda de electricidad creció significativamente: se registró un aumento promedio interanual del 3,5% en total entre 2002 y 2017 (a pesar de una baja en 2009), según información provista por CAMMESA. Dicho aumento en la demanda de electricidad fue principalmente impulsado por el relativo bajo costo, en términos reales, de la electricidad para los consumidores a causa de los subsidios del gobierno.

El nuevo gobierno comenzó a implementar 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 gastos 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 a 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 interrupciones 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, los 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 provisiones 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.

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.

RIESGOS RELACIONADOS CON LA EMISORA

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.

La Emisora efectúa casi todas sus ventas bajo sus PPA a dos clientes, CAMMESA y ENARSA, que juntos representan el 91%, 90% y el 93% de sus ventas netas consolidadas para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020, 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 del SEN 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 facturación y la fecha de pago real.

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.

Asimismo, durante la sesión de apertura del Congreso Nacional, el 1 de marzo de 2021 el Presidente Alberto Fernández declaró que pretende convertir todas las tarifas de los servicios públicos a Pesos Argentinos. Sin embargo, a la fecha del presente Prospecto, no se ha promulgado ninguna regulación ni está claro el alcance de las mismas en lo que respecta a los PPA de la Emisora con CAMMESA denominados en Dólares Estadounidenses. No podemos asegurar que nuestros PPAs se vean afectados por eventuales regulaciones emitidas en línea con las declaraciones del Presidente Alberto Fernández, lo

que a su vez podría tener un efecto material adverso en nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones.

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 13 años (14 años para nuestros PPA de energía eólica, 10 años para los de energía solar y 4 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.

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 “Información sobre la Emisora—Generación de Energía—Proyectos de ampliación.” 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 consumir 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 la fecha de operación comercial programada, 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.

La Emisora podría no poder ampliar exitosamente su capacidad de generación de biomasa.

La Emisora no puede garantizar que repetirá su éxito en la generación de energía eólica y térmica en proyectos de biomasa. La ampliación de la capacidad de generación de biomasa puede estar sujeta a desafíos adicionales con los que la Emisora no está familiarizada. Si la Emisora no supera estos desafíos, la capacidad de generación de y biomasa no podrá ampliarse exitosamente.

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 largo 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 2022 representaba 22% de su dotación) se encuentra afiliado al sindicato de Luz y Fuerza y el 1,7% se encuentra afiliado a otros sindicatos. Aproximadamente el 23,81% de los trabajadores de la Emisora se encuentra cubierto 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 provisionado y prevé continuar provisionando 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 provisiona 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 difícil 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.

Una baja en las calificaciones de riesgo de los títulos emitidos por la Emisora podría tener efectos adversos sobre sus operaciones y su situación financiera

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 "A+.ar" en moneda extranjera, ambas a escala nacional y con perspectiva "Estable". Para más información, el reporte se encuentra disponible en <https://www.moodylocal.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 octubre de 2022, la agencia Fitch Ratings realizó una baja en las calificaciones de la deuda soberana en moneda extranjera en Argentina desde “CCC” a “CCC-” como consecuencia de los profundos desequilibrios macroeconómicos y una posición de liquidez externa altamente restringida. 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. 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-downgrades-argentina-to-ccc-removes-from-uco-26-10-2022>

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 puede verse afectado por los acontecimientos en los mercados financieros internacionales y en las condiciones económicas mundiales. Los mercados de títulos de Argentina son influenciados, en distintos grados, por las condiciones económicas y de mercado en otros países, especialmente los de América Latina y otros mercados emergentes. Aunque las condiciones económicas son diferentes en cada país, la reacción del inversor frente a los acontecimientos en un país puede afectar los títulos de los emisores en otros países, incluyendo Argentina. No es posible asegurar que el mercado de títulos de los emisores argentinos no se verá afectado negativamente por otros hechos ni que dichos acontecimientos no tendrán un impacto negativo sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Por ejemplo, un aumento en las tasas de interés en un país desarrollado, como por ejemplo los Estados Unidos, o un hecho negativo en un mercado emergente, pueden inducir una salida de capitales significativa de Argentina y disminuir el precio de negociación de las Obligaciones Negociables.

La incertidumbre económica ante posibles futuras cepas del COVID-19 y otros virus

En la actualidad, las principales bolsas mundiales y el mercado de capitales local se han visto materialmente afectados por la pandemia de COVID-19, lo cual ha afectado la producción y las ventas de una gran variedad de industrias, interrumpiendo o prolongando materialmente los plazos de las cadenas de suministro locales e internacionales y ha causado una grave situación de desempleo en varias actividades proveedoras de bienes y servicios; previendo las máximas autoridades del FMI que la situación provocará la más grave recesión a nivel mundial luego de la crisis del año 1929. El impacto de la pandemia, en concomitancia con las medidas adoptadas por los gobiernos de los países afectados para mitigar su impacto económico, ha provocado oscilaciones irregulares en los mercados de valores locales e internacionales.

A la fecha del presente Prospecto, no podemos predecir la posibilidad de nuevas cepas del COVID-19 en conjunto con el alcance de las distintas regulaciones gubernamentales de emergencia nacionales e internacionales que puedan llegar a surgir a raíz de esto y las consecuencias de estas en los mercados de valores locales e internacionales. Asimismo, existe la posibilidad de otros virus que pudieran generar un impacto en la economía. Para más información véase “Factores de Riesgo – El surgimiento y propagación de una enfermedad a nivel pandémico o una amenaza de salud pública similar, como la pandemia de SARS-CoV-2 (COVID-19) podría tener un efecto material adverso en la economía argentina y global, así como en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones”.

Podría no existir un mercado de negociación establecido para las Obligaciones Negociables, y el valor de mercado de las Obligaciones Negociables podría ser incierto.

No es posible garantizar que se obtendrá la aprobación de cualquiera de estas solicitudes. Asimismo, no es posible garantizar que se desarrollará un mercado para las Obligaciones Negociables o que, de desarrollarse un mercado tal, éste se mantendrá. Si no se desarrollara o no se mantuviera vigente un mercado de negociación, los inversores podrían experimentar dificultades para revender las Obligaciones Negociables o podrían verse imposibilitados de venderlas a un precio atractivo o en lo absoluto. Asimismo, aun si se desarrollara un mercado, la liquidez del mercado de las Obligaciones Negociables dependerá de la cantidad de tenedores de las Obligaciones Negociables, el interés de los colocadores por crear un mercado para las Obligaciones Negociables y otros factores. Asimismo, el precio de mercado, la liquidez y los mercados de negociación de las Obligaciones Negociables podrían verse seriamente afectados por cambios en las tasas de interés y por la contracción y volatilidad en los mercados de títulos similares y en la economía en general, así como por cambios en la situación patrimonial o los resultados de las operaciones de la Emisora. No es posible asegurar que las Obligaciones Negociables no se negociarán con un descuento sobre su precio de negociación inicial, ya sea por razones relacionadas o no con la Emisora.

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. Nuestros directores y funcionarios de la Emisora, 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 de 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.

Si la Emisora fuera objeto de un proceso concursal, un acuerdo preventivo extrajudicial y/o un proceso similar, las actuales leyes argentinas aplicables a las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables de Argentina) estarán sujetas a las disposiciones de la Ley N°24.522 de Argentina (la "**Ley de Concursos y Quiebras**"), con sus modificatorias, y demás reglamentaciones aplicables a procesos de reestructuración comercial, y, en consecuencia, ciertos términos y condiciones de las Obligaciones Negociables podrían no ser de aplicación. Los procesos de quiebras de Argentina en virtud de la Ley de Concursos y Quiebras difieren de los aplicados en Estados Unidos.

La Ley de Concursos y Quiebras establece para los obligacionistas un procedimiento de votación diferente al aplicable a otros acreedores quirografarios a efectos del cálculo de las mayorías requeridas en la Ley de Concursos y Quiebras (que requiere la mayoría absoluta de los acreedores que representen dos tercios del monto de capital no garantizado). En base a este sistema, la capacidad de negociación de los obligacionistas puede verse reducida significativamente en comparación a la de los otros acreedores de la Emisora.

Adicionalmente, ciertos precedentes jurisprudenciales han sostenido que aquellos titulares de las Obligaciones Negociables que no asistan a la asamblea para expresar su voto o se abstengan de votar, no conforman la base computable a los efectos del cálculo de las conformidades al acuerdo preventivo. Debido a estos procesos concursales, el poder de negociación de los obligacionistas podría verse reducido respecto del de otros acreedores financieros y comerciales de la Emisora.

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.

Conforme a la Ley de Concursos y Quiebras, las obligaciones contraídas en virtud de las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertas preferencias establecidas por ley, incluidas, créditos por sueldos y salarios, créditos derivados de obligaciones garantizadas, pagos de seguridad social, impuestos y honorarios y gastos judiciales. Si la Emisora estuviera sujeta a un procedimiento de quiebra, restructuración judicial o extrajudicial o procedimiento equivalente, los derechos de los tenedores de las obligaciones negociables tendrán un rango inferior a las preferencias previstas por ley mencionadas anteriormente y, en consecuencia, la capacidad de la Emisora de pagar los montos pendientes respecto de las Obligaciones Negociables podría verse menoscabada.

Las 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 futuros 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 electoral 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, conforme fuera prorrogada la Comunicación “A” 7466 por la Comunicación “A” 7621, quienes registren 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, deberán refinanciarlos. En este sentido, el Banco Central dará acceso al mercado de cambios en los plazos originales por un monto de hasta 40% de los vencimientos -o superior, sólo si se cumplen determinadas condiciones- y deberá refinanciarse el resto del capital a un plazo de, como mínimo, dos años de vida promedio. A la fecha del presente Prospecto, Genneia no tiene vencimientos de capital afectados por las medidas previstas por la Comunicación “A” 7621. 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.

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.

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

V. POLÍTICAS DE LA EMISORA

a) Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales.

Política de Inversiones

i. Energía Renovable

Durante el período 2018-2022, 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 invirtió 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\$ 140,8 millones en el año 2020, US\$29,8 millones en el año 2021 y US\$104,0 millones en el año 2022. Este plan de inversión permitió incrementar la capacidad instalada de energía renovable, desde 2020 a la fecha de los presente Prospecto, en 784 MW.

En los últimos tres 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	-

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 recientemente 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-APN-SE#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 de 2021, conforme lo determinado mediante Resolución RESOL-2021-376-APN-SE#MEC.
- La central térmica Bragado I dejó 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.

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. Con fecha 2 de marzo de 2022 la compañía recibió un anticipo bajo los términos del acuerdo de venta por US\$ 3,7 millones. 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 negociables 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. Desde 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.

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.

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, la Emisora no podrá (a) distribuir ganancias, dividendos ni ningún otro tipo de utilidades ni efectuar pago alguno a sus accionistas, ni 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, rescatar ni amortizar sus propias acciones, en todos los casos salvo ciertas excepciones que se describen en los Suplementos de Prospecto de las Obligaciones Negociables Clase XXXI.

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 27 de abril de 2023, y sus respectivos mandatos vencen el 31 de diciembre de 2023. Sin embargo, los miembros del Directorio continuarán 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
César Pablo Rossi	Presidente	Clase B	55	2011
Darío Ezequiel Lizzano	Vicepresidente	Clase A	53	2015
Francisco Sersale	Director Titular	Clase A	42	2022
Jorge De Pablo Cajal	Director Titular	Clase A	43	2007
Osvaldo Héctor Baños	Director Titular Independiente ⁽²⁾	Clase A	66	2016

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Nombre	Cargo	Clase de Accionistas proponente ⁽¹⁾	Edad	Director desde
Carolina Susana Curzi	Director Titular	Clase B	46	2022
Jorge Pablo Brito	Director Titular	Clase B	53	2011
Carlos Alberto de la Vega	Director Titular Independiente ⁽²⁾	Clase B	62	2015
Pedro Eugenio Aramburu	Director Suplente	Clase A	48	2015
Julio Javier Lococo	Director Suplente	Clase A	55	2023
Santiago Daireaux	Director Suplente	Clase A	52	2015
Matías Gonzalo Bujan	Director Suplente	Clase A	46	2015
Marcos Brito	Director Suplente	Clase B	37	2011
Juan Facundo Genís	Director Suplente	Clase B	52	2020
Christian Whamond	Director Suplente	Clase B	49	2023
Delfín Federico Ezequiel Carballo	Director Suplente	Clase B	35	2011

(1) Se refiere a la clase de accionistas que designó a tal Director. Para un resumen de las diferencias entre las acciones Clase A y Clase B de la Emisora, véase “*Accionistas principales y transacciones con partes relacionadas - Accionistas Principales.*”

(2) En virtud de los criterios de la 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 Logística 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 estrategia 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 Economía 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.

Oswaldo 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 *Duke University – The Fuqua 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 Aires. Se desempeña como director titular de la Emisora desde abril del 2023, y es directora suplente de Telecom 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

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

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 se desempeña como director suplente de la Emisora desde abril de 2023 y es síndico suplente de Aerotransport Engineering 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 Achnar S.A., Caler 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 Río 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 Energía Medioambientales S.A., PECOM Servicios Energía 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 6° D, Puerto Madero, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Carballo 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.

Juan Facundo Genís: El Sr. Genís es titular del DNI 18.560.537 y del CUIT 20-18560537-0, con domicilio en Cerrito N°512, piso 4°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Genís se desempeña como director suplente de la Emisora desde abril 2023, y previamente fue director titular de la Emisora desde el 2020 hasta el 2022. 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., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., y Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. Es socio del Estudio Jurídico Catarineu & Asociados y miembro del Colegio Público de Abogados de la Ciudad de Buenos Aires. Es abogado egresado de la Universidad del Salvador.

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

Bernardo S. Andrews. El Sr. Andrews 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 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 “Origenación” 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.

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Francisco Pelayo Alvarez. El Sr. Pelayo 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 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 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.

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. 175 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2020, de Ps. 268 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2021 y Ps. 382 millones durante el ejercicio finalizado el

31 de diciembre de 2022, 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 2022, 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

a) 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 Carlos Alberto Palazón. 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.

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.

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

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

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 cumplimiento 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 vencerán el 31 de diciembre de 2023. Sin embargo, los miembros de la Comisión Fiscalizadora continuaron en su cargo 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
Saturnino Jorge Funes	Miembro Titular	A y B	53	2022
Adriana Ethel Tucci	Miembro Suplente	A	51	2022
Carlos Javier Piazza	Miembro Suplente	B	61	2015
Lucrecia Moreira Savino	Miembro Suplente	A y B	48	2022

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 Management 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

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

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 síndico 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.

Saturnino Jorge Funes. El Sr. Funes es titular del DNI. 20.410.152 y del C.U.I.T. 20-20410152-4, con domicilio en Bouchard N°680, piso 14°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr Funes se desempeña como síndico titular de la Emisora desde abril de 2022. El Sr. Funes se recibió de abogado en la Universidad del Salvador y obtuvo con honores una maestría en derecho empresarial en la Universidad Austral. Es socio fundador del estudio jurídico EGFA Abogados, trabajó en Shearman & Sterling LLP entre 2000 y 2001 como asociado internacional. Es profesor de derecho societario en la Facultad de Derecho de la Universidad del Salvador en Buenos Aires y profesor en la Maestría en Finanzas y Maestría en derecho y Economía, ambas en la Universidad Torcuato Di Tella en Buenos Aires. Asimismo, es miembro del Colegio Público de Abogados de la Capital Federal y del Colegio de Abogados de la Ciudad de Buenos Aires.

Síndicos Suplentes:

Adriana Ethel Tucci. La Sra. Tucci es titular del DNI 21.925.482 y del CUIT 27-21925482-8, con domicilio en Suipacha N°1111, piso 18°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La Sra. Tucci se desempeña como síndico suplente de la Emisora desde 2022. Es también síndico suplente de GCDI S.A. (antes TGLT S.A.). La Sra. Tucci es abogada egresada de la Facultad de Derecho y Ciencias Sociales de la Universidad de Buenos Aires y miembro del Colegio Público de Abogados de la Capital Federal.

Lucrecia María Delfina Moreira Savino. La Sra. Moreira es titular del DNI 23.504.466 y del CUIT 27-23504466-3, con domicilio en Bouchard N°680, piso 14°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. La Sra. Moreira Savino se recibió de abogada en la Pontificia Universidad Católica Argentina y es asociada del estudio jurídico EGFA Abogados. Asimismo, es directora suplente de Telecom desde el 31 de enero de 2018.

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 2020, 2021 y 2022, 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	31/12/2022	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	20-2461437-1
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

Auditor	DNI	Estado financiero	Matrícula	CUIT
Guillermo D. Cohen (Titular)	20.200.181	31/12/2020	CPCEPBA T°159 F°77 Legajo 41287/2	20-20200181-6
Daniel Lucca (Suplente)	17.326.180	31/12/2020	CPCEPBA T° 149 F° 99 Legajo 38660/0	20-17326180-3
Ricardo Ruiz (Suplente)	14.927.004	31/12/2020	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 2020, 2021 y 2022.

	Al 31 de diciembre de		
	2020	2021	2022
Gerencia de Primera Línea	7	6	6
Profesionales	168	177	202
Administrativos	16	11	16
Personal de operaciones y mantenimiento	85	69	70
Total	276	263	294

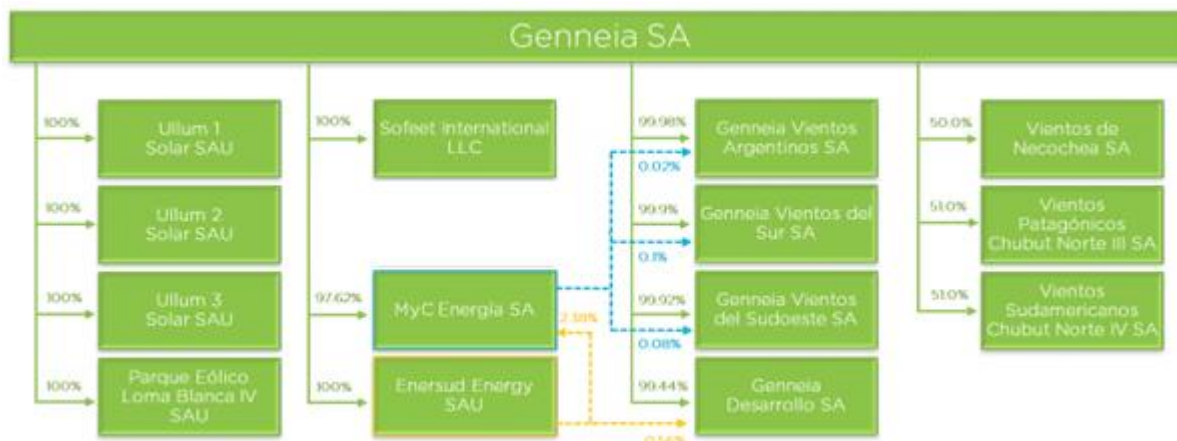
El personal de operación y mantenimiento de las centrales térmicas de la Emisora (que durante el período el 31 de diciembre de 2022 representaba 22,11% de su dotación se encuentra afiliado al sindicato de Luz y Fuerza y el 1,7% se encuentra afiliado a otros sindicatos. Aproximadamente el 23,81% de los 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 Fuego 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 S.A.U. 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 Fuego 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 Martín 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. Véase “*Datos sobre Directores, Gerencia, Asesores y miembros del Órgano de Fiscalización—Directorio.*”

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.

El presidente del Directorio y director 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 celebradas en el pasado 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. Véase “*Datos sobre directores, gerencia, asesores y miembros del órgano de fiscalización*”

Deuda

Durante los ejercicios 2020, 2021 y 2022, la Emisora realizó las siguientes operaciones de deuda con partes relacionadas:

- Durante el ejercicio 2021 y 2020 se realizaron ventas por generación de energía al Banco Macro S.A. por Ps.14 millones y Ps.10 millones, respectivamente. Durante el ejercicio 2022 se realizaron ventas por generación de energía al Banco Macro S.A. por Ps.36 millones.
- El 27 de mayo de 2019, la Emisora recibió un préstamo de Banco Macro S.A. por un importe de US\$22,5 millones que devenga una tasa de interés del 7% anual con fecha de vencimiento final el 24 de junio de 2020.

VIII. ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES 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
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			1.229

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.



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	1T 2023E
7 Tocota III	60	1T 2024E
Térmico		
8 Bragado II & III	118	Feb-17
9 Cruz Alta	245	Ene-02/Feb-03

Centrales Eléctricas Operativas hasta el 31 de diciembre de 2022

El siguiente cuadro presenta las ventas netas 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 2020, 2021 y 2022.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Parques eólicos			
Rawson I y II			
Ventas netas	35,3	33,7	38,4
Factor de disponibilidad	96,5%	96,2%	97,0%
Generación neta (GWh)	272	266	296
Rawson III			
Ventas netas	7,9	7,3	7,4
Factor de disponibilidad	96,6%	95,9%	93,6%
Generación neta (GWh)	106	103	108
Trelew			
Ventas netas	19,4	18,4	20,1
Factor de disponibilidad	83,2	77,7%	81,1%
Generación neta (GWh)	150	144	158
Chubut Norte I			
Ventas netas	10,5	10,1	11,1
Factor de disponibilidad	97%	95%	96,4%
Generación neta (GWh)	129	126	141
Madryn I			
Ventas netas	28,0	28,3	29,9

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Factor de disponibilidad	96,5%	97%	97,5%
Generación neta (GWh).....	308	302	330
Madryn II			
Ventas netas	57,4	57,3	60,6
Factor de disponibilidad	96,1%	96,5%	97,2%
Generación neta (GWh).....	643	625	671
Villalonga I			
Ventas netas	16,8	15,5	16,6
Factor de disponibilidad	96,6%	97,1%	97,1%
Generación neta (GWh).....	247	231	252
Villalonga II			
Ventas netas	0,9	0,9	1,0
Factor de disponibilidad	96,3	97,9%	97,8%
Generación neta (GWh).....	16	15	17
Pomona I			
Ventas netas	28,0	24,5	25,6
Factor de disponibilidad	96,8%	95,4%	93,2%
Generación neta (GWh).....	417	367	390
Pomona II			
Ventas netas	3,0	2,8	2,3
Factor de disponibilidad	99,0%	98,6%	80,4%
Generación neta (GWh).....	53	47	41
Necochea ⁽⁶⁾			
Ventas netas	9,8	10,5	9,7
Factor de disponibilidad	89,1%	97,8%	96,9%
Generación neta (GWh).....	151	158	150
Chubut Norte II ⁽⁵⁾			
Ventas netas	5,6	5,0	-
Factor de disponibilidad	98,8%	86,9%	-
Generación neta (GWh).....	99	88	-
Chubut Norte III ^{(5) (6)}			
Ventas netas	18,0	13,5	-
Factor de disponibilidad	97,4%	88,7%	-
Generación neta (GWh).....	247	211	-
Chubut Norte IV ^{(5) (6)}			
Ventas netas	11,9	9,3	-
Factor de disponibilidad	94,8%	79,1%	-
Generación neta (GWh).....	378	319	-
Parques solares			
Ullum Solar I ⁽⁴⁾			
Ventas netas	4,0	4,0	4,1
Factor de disponibilidad	79,9%	79,8%	79,2%
Generación neta (GWh).....	63	61	64
Ullum Solar II ⁽⁴⁾			
Ventas netas	4,3	4,0	4,2
Factor de disponibilidad	82,2%	81,7%	79,9%
Generación neta (GWh).....	64	63	63
Ullum Solar III ⁽⁴⁾			
Ventas netas	5,5	5,3	5,7
Factor de disponibilidad	82,2%	80,2%	81,6%
Generación neta (GWh).....	83	80	83
Centrales térmicas			
Matheu ⁽²⁾			
Ventas netas	-	-	0,6

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
Factor de disponibilidad	-	-	99,9%
Generación neta (GWh)	-	-	9
Paraná ⁽²⁾			
Ventas netas	-	-	1,3
Factor de disponibilidad	-	-	91,6%
Generación neta (GWh)	-	-	3
Concepción del Uruguay ⁽³⁾			
Ventas netas	-	-	1,2
Factor de disponibilidad	-	-	100%
Generación neta (GWh)	-	-	1
Olavarría ⁽²⁾			
Ventas netas	-	-	1,5
Factor de disponibilidad	-	-	97,8%
Generación neta (GWh)	-	-	35
Las Armas			
Ventas netas	-	-	7,4
Factor de disponibilidad	-	4,86%	81,1%
Generación neta (GWh)	-	1	105
Bragado ⁽¹⁾			
Ventas netas	31,2	38,6	45,1
Factor de disponibilidad	94,5	95,3%	96,6%
Generación neta (GWh)	256	283	306
Pinamar ⁽²⁾			
Ventas netas	-	-	-
Factor de disponibilidad	-	-	-
Generación neta (GWh)	-	-	-
Cruz Alta			
Ventas netas	12,0	9,6	9,0
Factor de disponibilidad	97,9%	99,1%	100%
Generación neta (GWh)	21	13	8

Notas:

(1) La central térmica Bragado I dejó 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-APN-SE#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 netas 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 2022, 2021 y 2020, 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 2022, 2021 y 2020, 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 ("FACPE") 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 2022: Documento publicado bajo N° de ID 3015392, con fecha 10 de marzo de 2023. (Referenciado en adelante como (1)).

- Estados financieros anuales al 31 de diciembre de 2021: Documento publicado bajo N° de ID 2871987, con fecha 28 de marzo de 2022. (Referenciado en adelante como (2)).

- Estados financieros anuales al 31 de diciembre de 2020: Documento publicado bajo N° de ID 2718160, con fecha 3 de marzo de 2021. (Referenciado en adelante como (3)).

ESTADO DE RESULTADOS Y OTROS RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022, 2021 y 2020.

Información seleccionada del Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales Consolidados (de acuerdo a NIIF) por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

	Al 31/12/2022 Consolidado	Al 31/12/2021 Consolidado	Al 31/12/2020 Consolidado
	Cifras expresadas en millones de Pesos (excepto por los resultados por acción)		
Ingresos por ventas netas	37.856	26.664	21.635
Costo de ventas	(14.293)	(9.541)	(7.419)
Utilidad bruta	23.563	17.123	14.216
Gastos de comercialización	(409)	(269)	(192)
Gastos de administración	(2.662)	(1.266)	(1.129)
Otros egresos, netos	(353)	(943)	(1.262)
Resultados por inversiones a largo plazo	909	(52)	(188)
Resultados financieros, netos	(7.758)	(8.959)	(7.886)
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	13.290	5.634	3.559
Impuesto a las ganancias	(549)	(10.317)	(1.930)
Utilidad (pérdida) neta del ejercicio	12.741	(4.683)	1.629
Otros resultados integrales			
Diferencia de cambio por conversión	19.771	4.996	6.221
Total de otros resultados integrales	19.771	4.996	6.221
Resultado integral total del ejercicio	32.512	313	7.850
Utilidad (pérdida) neta atribuible a:			
Propietarios de la controladora	12.741	(4.683)	1.629
Total utilidad (pérdida) del ejercicio	12.741	(4.683)	1.629

Al 31/12/2022 **Al 31/12/2021** **Al 31/12/2020**
Consolidado **Consolidado** **Consolidado**
Cifras expresadas en millones de Pesos
(excepto por los resultados por acción)

Resultado integral total atribuible a:

Propietarios de la controladora	32.512	313	7.850
Resultado integral total del ejercicio	32.512	313	7.850
Resultado por acción (básico y diluido)	123,65	(45,45)	15,81

Información seleccionada del Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

	Al 31/12/2022 Consolidado (en millones de Pesos)	Al 31/12/2021 Consolidado (en millones de Pesos)	Al 31/12/2020 Consolidado (en millones de Pesos)
Activo corriente			
Caja y bancos	13.585	6.230	4.682
Inversiones	12.823	17.550	5.603
Créditos por ventas	12.546	6.390	6.142
Otros créditos	2.642	1.493	1.967
Inventarios	220	133	110
Total del activo corriente	41.816	31.796	18.504
Activo no corriente			
Otros créditos	10.478	2.128	2.478
Inversiones	9.396	4.922	4.531
Inventarios	1.515	1.023	758
Bienes de uso	182.641	104.640	89.901
Activos intangibles	3.180	2.222	2.131
Total del activo no corriente	207.210	114.935	99.799
Total del activo	249.026	146.731	118.303
Pasivo corriente			
Cuentas por pagar	13.832	6.496	5.564
Préstamos	33.231	20.848	7.753
Remuneraciones y cargas sociales	1.082	591	515
Cargas fiscales	1.110	501	399
Impuesto a las ganancias neto a pagar	4.636	2.127	-
Otros pasivos	1.825	229	8
Previsiones	246	162	217
Total del pasivo corriente	55.962	30.954	14.456
Pasivo no corriente			
Préstamos	99.731	69.790	68.942
Otros pasivos	1.061	813	746
Pasivo por impuesto diferido	37.272	22.686	11.984
Total del pasivo no corriente	138.064	93.289	81.672
Total del pasivo	194.026	124.243	96.128

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

	Al 31/12/2022 Consolidado (en millones de Pesos)	Al 31/12/2021 Consolidado (en millones de Pesos)	Al 31/12/2020 Consolidado (en millones de Pesos)
Patrimonio			
Capital suscrito	103	103	103
Prima de emisión	2.862	2.862	2.862
Contribuciones de capital	32	32	32
Reserva legal	20	20	20
Otros resultados integrales	43.761	23.990	18.994
Resultados no asignados	8.222	(4.519)	164
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	55.000	22.488	22.175
Total del pasivo y patrimonio	249.026	146.731	118.303

Estado De Flujos y Efectivo

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
	(en millones de Pesos)		
Efectivo generado por las operaciones	28.855	15.609	12.857
Efectivo (aplicado a) generado por las actividades de inversión	(18.750)	1.493	(7.005)
Efectivo aplicado a las actividades de financiación	(16.653)	(2.903)	(3.918)
Efecto de las variaciones del tipo de cambio sobre el efectivo	3.558	615	1.569
(Disminución) aumento neto del efectivo	(2.990)	14.814	3.503

Otra Información Financiera

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2022	2021	2020
	(en millones de Pesos)		
Utilidad (pérdida) neta del ejercicio	12.741	(4.863)	1.629
Impuesto a las ganancias	549	10.317	1.930
Resultados financieros, netos	7.758	8.959	7.886
Depreciaciones y amortizaciones	8.507	6.404	5.010
Otros egresos, netos ⁽¹⁾	353	943	1.262
Resultados por inversiones a largo plazo	(909)	52	188
EBITDA Ajustado	28.999	21.992	17.905

(1) Otros egresos netos incluyen, al 31 de diciembre de 2020, Ps.293 millones correspondientes a impuesto a los débitos y créditos bancarios Ps.978 millones por desvalorización de bienes de uso. 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.

B) Indicadores:

Al 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020:

RATIOS	Al 31/12/2022	Al 31/12/2021	Al 31/12/2020
---------------	----------------------	----------------------	----------------------

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

	Consolidado	Consolidado	Consolidado
Liquidez Corriente (Activo Corriente / Pasivo Corriente)	0,75	1,03	1,28
Solvencia (Patrimonio Neto / Pasivo)	0,28	0,18	0,23
Inmovilización del capital (Activo No Corriente / Activo Total)	0,83	0,78	0,84
Rentabilidad (Resultado del ejercicio/ Patrimonio Promedio)	0,33	(0,20)	0,09

C) CAPITALIZACIÓN Y ENDEUDAMIENTO:

Endeudamiento

El siguiente cuadro establece la deuda de corto plazo y capitalización al 31 de diciembre de 2022.

Esta información debe leerse junto con los estados financieros auditados de la Emisora incorporados por referencia al presente Prospecto.

Al 31/12/2022
Consolidado
(en millones de Pesos)

Préstamos

A corto plazo	33.231
A largo plazo	99.731
Total préstamos	132.962

Patrimonio

Capital social suscrito	103
Prima de emisión	2.862
Contribuciones de capital	32
Reserva legal	20
Reserva facultativa	-
Otros resultados integrales	43.761
Resultados no asignados	8.222

Total patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora

55.000

Capitalización total ⁽¹⁾

187.962

(1) Incluye total de préstamos más patrimonio

El siguiente cuadro expone los préstamos garantizados y no garantizados:

	Al 31/12/2022 Consolidado (en millones de Pesos)	Al 31/12/2021 Consolidado (en millones de Pesos)	Al 31/12/2020 Consolidado (en millones de Pesos)
Préstamos			
A corto plazo	33.231	20.848	7.753
Obligaciones negociables	26.753	14.551	3.168
Otras deudas bancarias y financieras	6.294	5.242	4.558
Partes relacionadas, netas de comisiones	147	-	-
Leasing	37	31	27
Desubiertos bancarios	-	1.024	-
A largo plazo	99.731	69.790	68.942
Obligaciones negociables	70.960	50.231	46.895
Otras deudas bancarias y financieras	28.331	19.290	18.317
Partes relacionadas, netas de comisiones	-	-	3.487

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Leasing	440	269	243
Total de préstamos	132.962	90.638	76.695

Al 31 de diciembre de 2022, el cuadro anterior incluye préstamos garantizados en subsidiarias sin recurso hacia Genneia S.A. Se trata de los siguientes préstamos: i) 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.14.982 millones, Ps.9.989 millones y Ps.6.482 millones respectivamente.; y ii) préstamo bancario en Genneia Desarrollos S.A. por un monto de Ps.847 millones. Para mayor información, por favor ver sección “Financiamiento”.

d) 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 1.308 MW (784 MW de energía eólica, 160 MW de energía solar y 363 MW de energía térmica) y proyectos de energía renovable en fase de construcción por 222MW. La capacidad instalada de los negocios conjuntos asciende a 179 MW.

La Sociedad ha sido pionera y actualmente es la empresa de generación de energía eólica líder de la Argentina en términos de capacidad instalada. A la fecha de este Prospecto, la cartera de parques eólicos de la Sociedad, sus subsidiarias y negocios conjuntos, incluye: (i) los parques eólicos Rawson I y II, con una capacidad instalada de 52,50 MW y 31,15 MW, respectivamente; (ii) el parque eólico Rawson III, con una capacidad instalada de 25,05 MW; (iii) el parque eólico Trelew, con una capacidad instalada de 51 MW; (iv) los parques eólicos Chubut Norte I, Villalonga I y II y Madryn I, los cuales poseen una capacidad instalada de 28,8 MW, 51,75 MW, 3,45 MW y 71,1 MW, respectivamente.; (v) el parque eólico Madryn II, con una capacidad instalada de 151,2 MW; (vi) el parque eólico Pomona I y II que poseen una capacidad instalada de 101,4 MW y 11,7 MW respectivamente; (vii) el parque eólico Necochea con una potencia instalada de 37,95 MW, que comenzó su operación comercial en febrero de 2020; (viii) los parques eólicos Chubut Norte III y Chubut Norte IV, con una potencia instalada de 57,66 MW y 83,22 MW, respectivamente, que comenzaron sus operaciones comerciales en febrero de 2021; y (ix) el parque eólico Chubut Norte II de 26,28 MW; 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.

El 29 de noviembre de 2017, y como parte de un plan estratégico de la Sociedad para consolidar un *hub* de generación eólica con más de 500 MW en la Provincia del Chubut, la Sociedad amplió su cartera mediante la adquisición 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., que es propietaria y operadora del Parque Eólico Trelew, con una capacidad instalada de 51 MW, operación que fue aprobada por la CNDC el 16 de abril de 2018. Asimismo, en abril de 2018, la Sociedad adquirió las sociedades Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3, las cuales contaban con firmados con CAMMESA por las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum; habiendo comenzado su operación comercial en diciembre de 2018, con una capacidad de generación instalada de 82 MW. El 14 de septiembre de 2018, la CNDC autorizó dicha operación.

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 en Enero 2023 por 22MW, Febrero por 36MW y 20MW en Marzo.

Por otro lado, la Sociedad 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. El 9 de noviembre de 2017, la CNDC autorizó la adquisición de GETSA. Las ampliaciones de las centrales térmicas Bragado II y Bragado III, que agregaron 118 MW de capacidad instalada, alcanzaron la operación comercial en

febrero 2017 y mayo 2017, respectivamente. Asimismo, el 11 de agosto de 2017, la Sociedad incorporó a su cartera la más grande de sus centrales de generación de energía térmica, 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.

La Sociedad ha desarrollado una importante cartera de nuevos proyectos de energía, con un equipo 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 renovable como convencional.

Las ventas netas 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 netas 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. Las ventas netas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2020, totalizaron Ps. 21.635 millones, la utilidad bruta de Ps. 14.216 millones, la utilidad neta ascendía a Ps. 1.629 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps. 17.905 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 65,7% y 82,8%, 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) generación de energía eléctrica de fuentes convencionales (generación de energía térmica); (ii) generación de energía eléctrica de fuentes renovables (generación de energía eólica, solar y biomasa); y (iii) comercialización de gas natural y/o 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 netas por segmento:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2020		2021		2022	
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)					
Generación de energía de fuentes renovables	16.285	75%	20.877	78%	30.300	80%
Generación térmica de fuentes convencionales	4.695	22%	4.681	18%	6.306	17%
Comercialización y transporte de gas natural	386	2%	484	2%	983	3%
Administración central y otros	269	1%	622	2%	267	1%
Total	21.635	100%	26.664	100%	37.856	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						
	2020		2021		2022	
(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)						
Generación de energía de fuentes renovables	11.663	102%	14.411	99%	21.389	102%
Generación térmica de fuentes convencionales	866	8%	886	6%	2.198	10%
Comercialización y transporte de gas natural	252	2%	314	2%	618	3%
Administración central y otros	(1.336)	-12%	(1.018)	-7%	(3.157)	-15%
Total	11.445	100%	14.593	100%	21.048	100%

Para más información sobre los segmentos de negocios, véase la “nota 14 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

A la fecha del presente Prospecto, la Dirección de la Sociedad no puede asegurar el efecto final que la propagación pandémica del Coronavirus podría tener en la situación patrimonial y financiera de la Emisora, ni aquellos efectos que pudieran derivarse de las medidas tomadas por el Gobierno a la fecha del presente Prospecto o que pudiera tomar en el futuro. No obstante, 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 (*Véase “Factores de Riesgos - El surgimiento y propagación de una enfermedad a nivel pandémico o una amenaza de salud pública similar, como la pandemia de SARS-CoV-2 (COVID-19) podría tener un efecto material adverso en la economía argentina y global, así como 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:

	2019	2020	2021	2022
Actividad Económica				
PBI Real (Pesos de 2004) (% de variación) como % del PBI)	(2,0)	(9,9)%	10,4	5,2
PBI Real (en miles de millones de Ps. de 2004)	693.224	624.295	689.211	725.346

	2019	2020	2021	2022
Índices de precios e información sobre el tipo de cambio				
Índice de Precios al Consumidor (IPC del INDEC) (% de variación)	53,8%	36,1%	50,9%	94,8%
Inflación (medida según el IPC de la ciudad de Buenos Aires) (% de variación) ⁽¹⁾	50,6%	30,5%	49,2%	93,4%
Tipo de cambio nominal ⁽²⁾ (en Ps. / US\$ al cierre del ejercicio)	59,90	84,1450	102,7500	177,1283

(*) Valores preliminares a la fecha del presente Prospecto.

Fuentes: Ministerio de Economía de Argentina, Banco Central, e Instituto Nacional de Censos y Estadísticas (INDEC).

- 1) El 8 de enero de 2016, en base a la determinación de que el INDEC no había producido información estadística confiable, incluso con respecto al IPC, la nueva administración declaró al INDEC en estado de emergencia administrativa hasta el 31 de diciembre de 2016. El INDEC implementó ciertas reformas metodológicas y ajustó ciertas estadísticas macroeconómicas sobre la base de estas reformas. Durante los primeros seis meses de este período de reorganización, el INDEC publicó cifras oficiales del IPC publicadas por la Ciudad de Buenos Aires y la provincia de San Luis como referencia, que incluimos aquí. En junio de 2016, el INDEC reanudó la publicación del IPC a partir de mayo de 2016. En 2017, el IPC ascendió a 24,8%.
- 2) Tipos de cambio de referencia mayorista indicado por Banco Central (Comunicación A 3500 del Banco Central).

Véase “Factores de Riesgo—Se ha cuestionado la credibilidad de varios índices económicos de Argentina, lo que ha generado una falta de confianza en la economía argentina y podría afectar la evaluación que se haga de esta oferta y/o el valor de mercado de las obligaciones negociables”.

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. Adicionalmente, y a pesar de las recientes reformas, se mantiene la incertidumbre en cuanto a si los procedimientos oficiales de datos y medición reflejan suficientemente la inflación en el país. En el transcurso del 2019, 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.

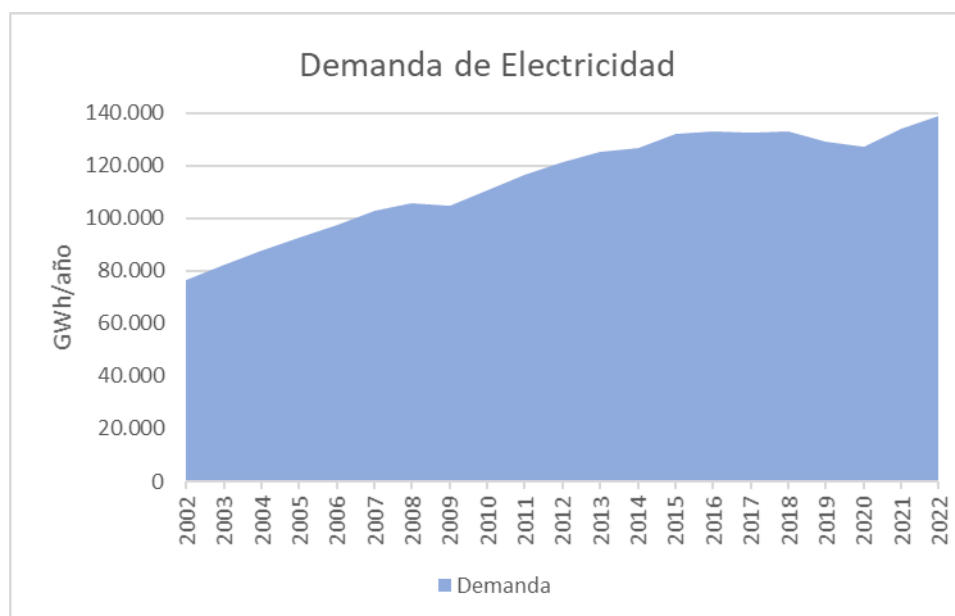
Véase también “Factores de Riesgo - Las fluctuaciones en el valor del Peso podrían afectar en forma adversa la economía argentina y, en consecuencia, los resultados de las operaciones o la situación patrimonial de la Sociedad”.

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. Sin embargo, durante la primera parte del año 2020, la pandemia de COVID-19 afectó la demanda de energía tanto como a la economía argentina. 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, tarifas de la energía y regulaciones relacionadas a la pandemia de COVID-19.

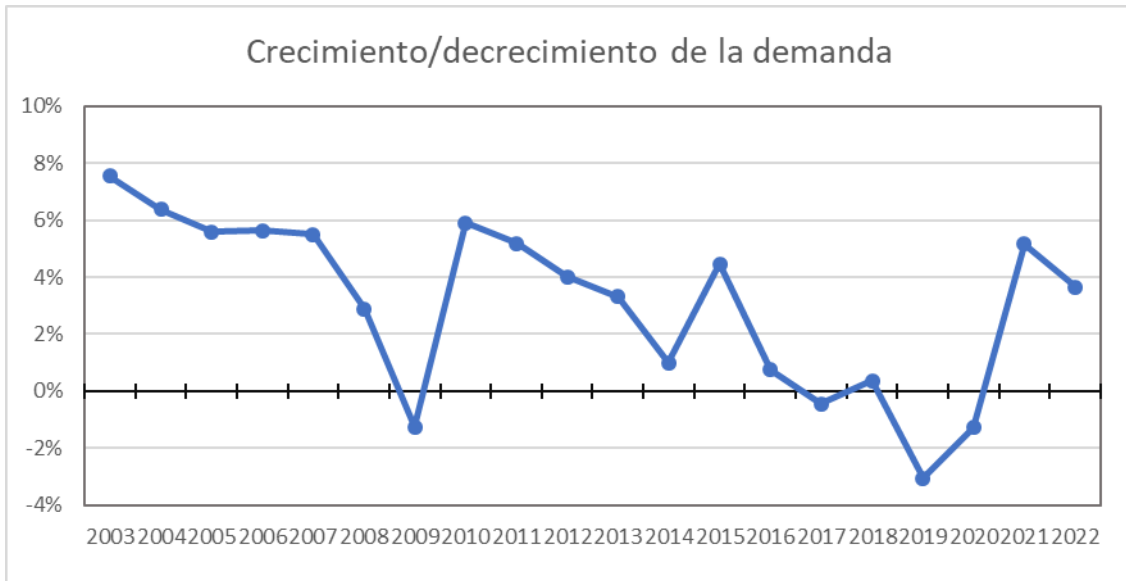
Desde la crisis económica de 2001-2002 en adelante, la demanda de electricidad en Argentina creció, impulsada por la recuperación económica y el congelamiento de las tarifas (excepto en 2009, 2017, 2019 y 2020). Durante 2022, la demanda de electricidad aumentó un 3,6% en comparación con 2021, de 133.877GWh a 138.755 GWh.

El siguiente gráfico muestra la evolución de la demanda:



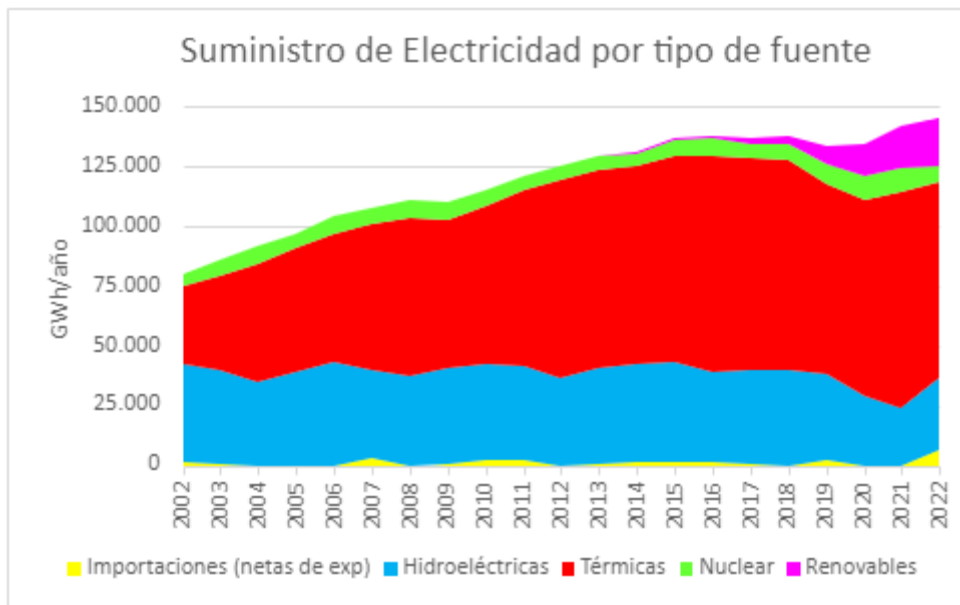
La demanda de electricidad muestra una tendencia de crecimiento, con una disminución de la demanda en períodos de recesión económica o pandemia.

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

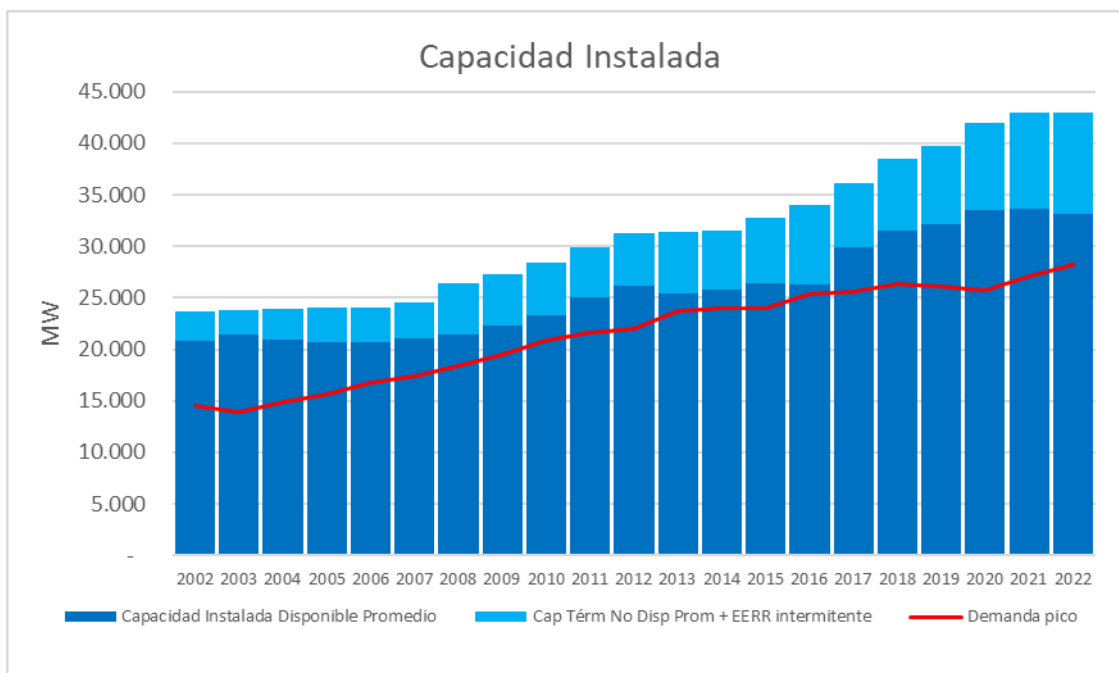
En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, la generación térmica continuó siendo el principal recurso empleado para abastecer la demanda de energía, con un aporte de 81.746 GWh (aproximadamente 57,6%), seguida de la generación hidroeléctrica neta de bombeo, que aportó 30.186 GWh (aproximadamente 21,3%), luego la generación renovable, que aportó 19.340 GWh (aproximadamente 13,6%) y la generación nuclear, que aportó 7.469 GWh (aproximadamente 5,3%). También hubo importaciones para cubrir la demanda local, por 6.310 GWh y exportaciones por 31 GWh.

La generación hidroeléctrica y renovable durante el período finalizado el 31 de diciembre de 2022, registraron aumentos de aproximadamente 25,2% y 10,9%, respectivamente, en comparación con el 2021, mientras que la generación térmica y nuclear registraron una disminución de aproximadamente -9,2% y -26,6%, respectivamente en comparación con 2021. Sin embargo, la generación térmica continuó siendo la principal fuente de suministro de electricidad, alimentada tanto por gas natural como por combustibles líquidos (diésel y fuel oil), así como carbón mineral principalmente durante los meses de

invierno.

Durante 2022, las instalaciones de generación disminuyeron su capacidad instalada de 42.989 GW en 2021 a 42.927 GW en 2022. Esta disminución fue causada principalmente por la desvinculación de turbinas de gas de mucha antigüedad. Adicionalmente, disminuyeron los ingresos de nueva generación debido a situación económica, pandemia y poca capacidad de transporte eléctrico para brindar prioridad de despacho a energías renovables.

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 y la pandemia del COVID-19.



Fuente: CAMMESA

Modificaciones al Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Argentino

Los principales cambios introducidos por la nueva administración desde 2020 hasta la fecha son:

Mediante la Resolución 31/20 se resolvió la reducción de las tarifas de generación de energía y capacidad desde febrero de 2020. La moneda de pago de las tarifas es en Pesos, pero la resolución estableció una fórmula de ajuste indexada.

- Mediante los Decretos 277/20 y 278/20 se nombró a los interventores de las entidades regulatorias ENRE y ENARGAS.
- Mediante el Decreto 297/20, se estableció una cuarentena por la pandemia del COVID-19 y determinó como servicios esenciales al gas y la electricidad.
- Mediante la nota NO-2020-24910606-APN-SE#MDP, la Secretaría de Energía resolvió que la fórmula de ajuste indexada de tarifas no resultará de aplicación.
- El gobierno, por medio de ENRE y ENARGAS llevará a cabo un proceso de revisión de las tarifas de distribución y transporte de gas y electricidad (Decreto 1020/20).

- La Secretaría de Energía realizó la licitación para el suministro de gas natural de acuerdo con el Plan Gas 2020-2024 (conforme se define más adelante) por medio de la Resolución SE 317/20. Asimismo, la Secretaría de Energía estableció las prioridades de gas y de despacho de las unidades de generación por medio de la Resolución SE 354/20.
- 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 SE1037/21 crea la Cuenta de Exportaciones del Fondo de Estabilización del MEM. A partir de las transacciones del Sep-21, los ingresos provenientes de exportación de energía eléctrica, descontados los costos incurridos para abastecer las exportaciones (combustible, generadores, transporte, etc), serán asignados a esta cuenta. El destino de los fondos es el financiamiento de obras de infraestructura energética. La Secretaría de Energía definirá la asignación. La resolución establece que la SE definirá una remuneración adicional de Sep-21 a Feb-22 (excepto para Centrales Hidroeléctricas Binacionales). Incrementa la remuneración de Potencia (considera Factor de Utilización igual a 70%) y la remuneración de Energía generada.
- 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).

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		
	2020	2021	2022
Factor de disponibilidad (%)			
Centrales Térmicas	98	90,58	96,8
Matheu ⁽²⁾	99,9	—	
Paraná ⁽²⁾	91,6	—	
Concepción del Uruguay ⁽²⁾	100	—	
Olavarría ⁽²⁾	97,8	—	
Las Armas ⁽²⁾	81,1	58	
Bragado I, II y III ⁽¹⁾	96,6	95,3	94,5
Cruz Alta.....	100	99,1	97,9
Parques eólicos.....	94,68	92,67	95,2
Rawson I y II.....	97	96,2	96,5
Rawson III.....	93,6	99,5	96,6
Trelew.....	81,1	77,7	83,2
Madryn I.....	97,5	97	96,5
Villalonga I.....	97,1	97,1	96,6
Chubut Norte I.....	96,4	95	97,0
Villalonga II.....	97,8	97,9	96,3
Pomona I.....	93,2	95,1	96,8
Pomona II.....	80,4	98,6	99,0
Madryn II.....	97,2	95,6	96,1
Necochea.....	96,9	97,8	89,1
Chubut Norte II ⁽⁵⁾	n/a	86,9	98,8
Chubut Norte III ⁽⁵⁾	n/a	88,7	97,4
Chubut Norte IV ⁽⁵⁾	n/a	79,1	94,8
Parque Solares ⁽⁴⁾	80,4	80,5	81,5
Ullum I.....	79,2	79,8	79,9
Ullum II.....	79,9	81,7	82,2
Ullum III.....	81,6	80,2	82,2
Factor de disponibilidad total	95	91,2	94,8

(1) La central térmica Bragado I dejó 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

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

2020, conforme a lo determinado mediante la Resolución RESOL-2020-123-APN-SE#MDP, RESOL-202041-APN-SE#MDP and RESOL-2020-208-APN-SE#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, véase *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Sociedad—La capacidad de la Sociedad de operar parques eólicos de manera rentable depende en gran medida de adecuados vientos y demás condiciones climáticas.”*

Contratos de Compra de Energía Eléctrica o PPAs

La Sociedad ha celebrado dieciocho contratos de compra de energía eléctrica a largo plazo (excluyendo PPAs con usuarios privados) para sus centrales operativas con vencimiento entre 2018 y aproximadamente 2037. La Sociedad ha celebrado tres contratos de compra de energía eléctrica con ENARSA correspondientes a sus parques eólicos Rawson I y II y su Parque Eólico Trelew, y nueve contratos de compra de energía eléctrica adicionales con CAMMESA por las cinco centrales térmicas de la Sociedad.

Asimismo, en septiembre de 2016, la Sociedad firmó un PPA con Loma Negra, el primer PPA con un usuario privado en Argentina para aproximadamente el 60% de la capacidad del parque eólico Rawson III; en abril de 2018, la Sociedad firmó un PPA con Oroplata, un usuario privado, por aproximadamente el 40% de la capacidad de Rawson III; en junio de 2018, celebró un PPA con Banco Macro S.A. y otro PPA a 20 años, en Dólares, con Meranol, ambos a ser suministrados a través de cualquiera de sus parques eólicos no sujetos a PPAs; y en septiembre y diciembre de 2018, la Sociedad celebró dos PPAs con usuarios privados, uno con Curtiembre Arlei S.A. y el otro con Bemis Argentina S.A.U., ambos a ser suministrados 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 tienen una vigencia de 15 años y representan el 100% del consumo de energía para ambas compañías.

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 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 2017, la Emisora celebró seis contratos de compra de energía eléctrica a largo plazo con CAMMESA, respecto de sus proyectos eólicos Villalonga I, Chubut Norte I, Madryn I, Madryn II, Pomona I y Necochea. En 2018, la Emisora sumó seis PPA a largo plazo con CAMMESA, tres a partir de la adquisición de los proyectos de las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum y tres con la firma de los PPAs resultantes de la Ronda 2.0, en junio de 2018, para los proyectos de expansión de Chubut Norte III, Chubut Norte IV y La Florida. Véase *“Información sobre la Sociedad—Generación de Energía Eléctrica—Contratos de Compra de Energía Eléctrica”*.

Al 31 de diciembre de 2021, el plazo promedio ponderado estimado de los PPA de la Emisora para sus parques eólicos operativos es de 15 años, el plazo promedio ponderado estimado de los PPA de la Sociedad para sus centrales térmicas operativas es de 5 años y para sus parques solares el plazo promedio ponderado estimado de los PPA es de 17 años. Tanto en nuestros proyectos de expansión de nuestros parques eólicos 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. Véase *“Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Sociedad—La Sociedad podría verse imposibilitada de renovar sus PPA vigentes o celebrar PPA nuevos para la venta de capacidad en firme y energía eléctrica en el futuro, o dichos PPA podrían ser modificados o rescindidos unilateralmente.”* 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

	Estado	Fecha de vencimiento
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 1	Operativo	12/2038
Ullum 2	Operativo	12/2038
Ullum 3	Operativo	12/2038
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). Recientemente, 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. Recientemente en diciembre de 2021, la Emisora celebró dos PPAs, con usuarios privados, uno con Mondelez S.A. y uno con Mercedes Benz por cualquiera de sus parques eólicos no sujetos a otros PPAs. Los PPAs están nominados en Dólares y tiene una vigencia de 5 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 recientemente. 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 Sierras de Ullum, de 78 MW, con habilitación comercial estimada en diciembre 2022. Asimismo la Sociedad celebró varios PPAs con privados para proveerle energía de los parques Rawson III, Villalonga II, Chubut Norte II y Pomona II.

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
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.

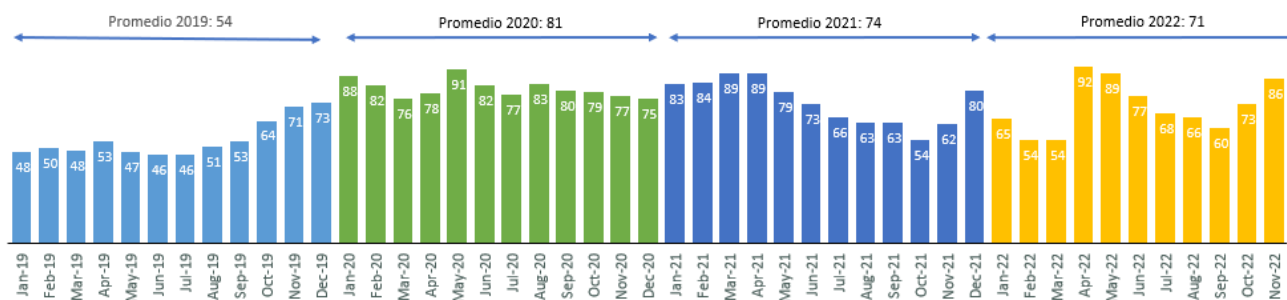
(4) Corresponde a negocios conjuntos que posee la Sociedad. Los importes de ventas netas indicados corresponden al 100% de los ingresos de cada negocio conjunto.

Facturación y cobranzas

Para los años finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2021 y 2022, el 93%, el 90% y el 90%, respectivamente, de las ventas netas 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 representa al 31 de diciembre de 2022 aproximadamente el 60% de los créditos por ventas. 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 2020, 2021 y 2022. Al 31 de diciembre de 2022, aproximadamente el 56% de las ventas totales se encuentran respaldado por la garantía FODER.

El siguiente gráfico ilustra el ciclo de pagos de CAMMESA para los ingresos que no tienen garantía FODER en términos de cantidad de días que CAMMESA demoró en abonar los saldos pendientes mes a mes, desde enero de 2019 hasta noviembre de 2022:



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:

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 2.2 a los estados contables consolidados al 31 de diciembre de 2022, la Dirección de la Sociedad ha definido el Dólar Estadounidense como moneda funcional.

Valor recuperable de créditos por ventas y otros créditos. Como se detalla en la Nota 11.2 y 11.3 a los estados contables consolidados al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad posee acreencias significativas con entidades con participación estatal o dependientes de fondos provenientes del sector público registradas como Créditos por ventas como consecuencia de sus operaciones de generación. La Gerencia 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 provisiones en función al valor estimado del recupero de los mismos.

Valor recuperable de activos por impuesto diferido y quebrantos. 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 tales efectos, sobre la base de lo establecido en el párrafo 36 de la NIC 12, la Sociedad considera los resultados impositivos proyectados y la reversión de diferencias temporarias pasivas. Para determinar la probabilidad de realización y estimar el monto recuperable de dichos activos, la Gerencia proyecta los resultados impositivos sobre la base de diversas variables futuras, incluyendo la estimación de la devaluación del peso en relación al Dólar Estadounidense para los años siguientes. Dichas estimaciones son revisadas periódicamente y los efectos derivados de la misma son reconocidos en el período en que se efectúa la revisión.

Vida útil de activos fijos, valor recuperable de activos fijos y activos intangibles. La Sociedad estima la vida útil de sus activos fijos, principalmente los parques eólicos y las centrales de generación térmica, en base a la tecnología de los activos correspondientes y su tipo y características de uso. La Sociedad 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 (Nota 1 a los estados contables consolidados al 31 de diciembre de 2022) 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, 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.

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

Ventas netas

Las ventas netas de la Sociedad incluyen los ingresos de los siguientes negocios en los que participa la Sociedad (i) generación de energía de fuentes renovables, (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 netas 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)

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 impuesto a las ganancias 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 por 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 2022 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

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		
	2021	2022	Variación (%)
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)		
Ingresos por ventas netas	26.664	37.856	42%
Costo de ventas	(9.541)	(14.293)	50%
Utilidad bruta	17.123	23.563	38%
Gastos de comercialización	(269)	(409)	52%
Gastos de administración	(1.266)	(2.662)	110%
Otros egresos, netos	(943)	(353)	-63%
Resultados por inversiones en negocios conjuntos	(52)	909	-1848%
Resultados financieros, netos	(8.959)	(7.758)	-13%
Utilidad neta antes de impuesto a las ganancias	5.634	13.290	136%
Impuesto a las ganancias	(10.317)	(549)	-95%
(Pérdida) Utilidad neta del ejercicio	(4.683)	12.741	-372%
Otros resultados integrales			
Diferencia de cambio por conversión	4.996	19.771	296%
Total de otros resultados integrales	4.996	19.771	296%
Resultado integral total del ejercicio	313	32.512	10287%

Ventas netas

Las ventas netas 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 netas por segmento para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de

	2021	2022	Variación (%)
--	------	------	---------------

	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)		
Ingresos por ventas netas	26.664	37.856	42%
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables	20.877	30.300	45%
Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	4.681	6.306	35%
Comercialización y transporte de gas	484	983	103%
Otros ingresos diversos	622	267	-57%

Generación de energía de fuentes renovables: las ventas netas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables aumentaron en Ps 9.423 millones, o 45%, de Ps. 20.877 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 a Ps. 30.300 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. 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 netas 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 netas 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		
	2021	2022	Variación (%)
	(Ps. En millones, a excepción de los porcentajes)		
Costo de ventas	(9.541)	(14.293)	50%
Compras para generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	(137)	(195)	42%
Compras para comercialización y transporte de gas	(76)	(153)	101%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables	(6.104)	(9.820)	61%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes convencionales	(3.130)	(3.913)	25%
Costos operativos comercialización y transporte de gas	(94)	(212)	126%

Generación de energía eléctrica de fuentes renovables: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables aumentaron en Ps. 3.716 millones, o 61%, de Ps. 6.104 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 a Ps. 9.820 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. Las centrales térmicas de Bragado II y III brindan energía al SADI a través de la resolución de la SEE N° 21/2016. Por su parte, la central de Cruz Alta, a la fecha de los presentes estados financieros se encuentra operando bajo la resolución de la SEE 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. 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 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 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 2022, la Compañía tiene un capital de trabajo negativo de 14.146. Esta situación es estrictamente transitoria y se debe principalmente a las obligaciones financieras de corto plazo directamente relacionadas con la construcción de los proyectos que se llevaron a cabo entre 2017 y 2020. 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 la amortización total de la Obligación Negociable Local Serie XXXII con vencimiento en Agosto 2023.

A fines de 2021, la compañía inició una nueva fase de inversión con la construcción del proyecto parque solar Sierras de Ullum, el cual a la fecha de publicación de los presentes estados financieros consolidados, ha obtenido una habilitación comercial de 68MW, restando ser habilitados 10MW que se encuentran en fase final de construcción. El capital total estimado del proyecto parque solar Sierras de Ullum asciende a US\$ 60 millones, habiéndose pagado aproximadamente US\$ 52 millones en los doce meses finalizados el 31 de diciembre de 2022. El parque solar Sierras de Ullum fue financiado a través de la emisión de las Obligaciones Negociables Clase XXXVI, emitidas el 23 de diciembre de 2021 por un monto de US\$ 50 millones. Asimismo, se incorporaron dos nuevos proyectos a la cartera de la compañía en 2022, el proyecto parque solar Tocota III y el proyecto parque eólico La Elbita, estimándose la etapa de construcción entre 2023 y 2024. 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\$ 36 millones en concepto de anticipos de compra de equipos a los doce meses finalizados el 31 de diciembre de 2022. Con respecto al financiamiento de estos dos proyectos, se han emitido obligaciones negociables y una suscripción de un préstamo por un total de US\$ 188 millones; el monto restante para cubrir el total de la inversión se financiará con nueva deuda y/o flujo de generación de caja; para más información sobre los proyectos y financiamiento ver *“Proyectos parque eólico La Elbita y parque solar Tocota III”*.

Al respecto, cabe mencionar que, 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 de los proyectos inaugurados durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021, 2020, 2019 y 2018, que suman una capacidad instalada de 706 MW.

Flujo de Efectivo

En la siguiente tabla se consignan nuestro flujo de efectivo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020, 2021 y 2022:

	31 de diciembre de		
	2020	2021	2022
	(Ps.en millones)		
Flujo de efectivo generado por (aplicado a):			
Actividades operativas	12.857	15.609	28.855
Actividades de inversión	(7.005)	1.493	(18.750)
Actividades de financiación	(3.918)	(2.903)	(16.653)
Efecto de las variaciones del tipo de cambio sobre el efectivo	1.569	615	3.558
Incremento (disminución) en efectivo y equivalentes de efectivo	3.503	14.814	(2.990)

Efectivo Generado por Actividades Operativas

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020

El efectivo generado por actividades operativas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 fue de Ps. 15.609 millones, en comparación con Ps. 12.857 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020. La variación positiva se debió principalmente a la mayor utilidad bruta del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 en comparación con el ejercicio anterior.

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. 28.855 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 bruta 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 2021 y 2020

El efectivo neto generado por las actividades de inversión en 2021 fue de Ps. 1.493 millones, en comparación con los Ps. 7.005 millones aplicados en 2020. La erogación de fondos en adquisiciones de bienes de uso en 2021 corresponde principalmente al neto entre la constitución y venta de inversiones no consideradas efectivo y equivalentes. En 2020, corresponde principalmente al pago por las inversiones en los parques eólicos Madryn II, Chubut Norte II, y Pomona I.

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 2021 y 2020

Los fondos netos aplicados a las actividades de financiación en el ejercicio 2021 totalizan Ps. 2.903 millones, en comparación con los Ps. 3.918 millones aplicados en el ejercicio 2020. Esta variación refleja principalmente 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.

Los fondos netos aplicados por las actividades de financiación en el ejercicio 2020 totalizan Ps. 3.918, y se debe principalmente desendeudamiento realizado por la Sociedad durante el 2020, representado por la cancelación total de las obligaciones negociables Clase XVIII, XXI, XXIII y XXV y del préstamo otorgado por el Banco Macro S.A. por US\$ 12,5 millones; por las recompras parciales de las obligaciones negociables Clase ON XVII y ON XVIII, del préstamo corporativo y de los Project Finance; y a la cancelación parcial de la deuda financiera que posee Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. y Genneia Desarrollos S.A. Cabe aclarar que las obligaciones negociables Clase XVIII fue canjeada parcialmente por la Clase XXVIII por US\$ 1.8 millones y por la Clase XXIX por US\$ 0.8 millones. La Clase XXI fue canjeada parcialmente por la Clase XXX por US\$ 15.5 millones. Por otro lado los orígenes de fondos de las actividades de financiación del ejercicio correspondieron con el desembolso del préstamo corporativo con KfW por US\$ 26,7 millones, y a la emisión de nuevas obligaciones negociables: la Clase XXVII por US\$ 21,4 millones, la Clase XXVIII por US\$ 13.2 millones, la Clase XXIX por US\$ 12.8 millones y la Clase XXX por US\$ 30.9 millones. Además, tuvieron lugar nuevos desembolsos de los Project Finance de las empresas Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A. y Genneia Vientos del Sudoeste 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. 16.653, en comparación con los Ps. 2.903 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.U. 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, 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.U. 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 2020, nuestras inversiones de capital fueron de aproximadamente US\$23,5 millones. Estas inversiones se vinculan principalmente con la construcción de nuevos proyectos de generación eólica.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, nuestras inversiones de capital fueron de aproximadamente US\$7,6 millones. Estas inversiones se vinculan principalmente con la construcción de nuevos proyectos de generación eólica.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, nuestras inversiones de capital fueron de aproximadamente US\$73,3 millones. Estas inversiones se vinculan principalmente con la construcción de nuevos proyectos de generación solar y eólica.

Adicionalmente, se realizaron inversiones en bienes de capital mediante los negocios conjuntos relacionados con los parques eólicos Chubut Norte III, Chubut Norte IV y Necochea, con una capacidad combinada de 179 MW.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, las inversiones de capital de los negocios conjuntos fueron de aproximadamente US\$ 113,5.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, las inversiones de capital de los negocios conjuntos fueron de aproximadamente US\$ 22,2.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, las inversiones de capital de los negocios conjuntos fueron de aproximadamente US\$ 0,029.

De acuerdo con nuestro plan de inversiones de capital, en vigencia a la fecha de este Prospecto, planeamos realizar inversiones de capital en 2023 por aproximadamente US\$243 millones, los cuales se invertirán a en el desarrollo de nuestros proyectos de parques eólicos y/o solares.

Nuestras inversiones de capital en parques eólicos y solares para 2023 estimamos que incluirán: (i) US\$8 millones en la finalización de la construcción del parque solar “Sierras de Ullum”, de una potencia total de 78 MW, a ser ubicado en la localidad de Ullum, Provincia de San Juan, el cual ha obtenido la habilitación comercial en Marzo 2023; (ii) US\$190 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\$45 millones destinados para la primera fase de construcción del parque solar “Tocota III”, de una potencia inicial de 60 MW, a ser ubicado en la localidad de Iglesia, en la Provincia de San Juan, con un inicio de operaciones estimado para el primer trimestre de 2024.

Obligaciones Contractuales

En la siguiente tabla se detallan las principales obligaciones contractuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2022, así como los vencimientos de dichas obligaciones:

	Pagos adeudados por período			Total
	Menos de 1 año	1 a 3 años	Más de 3 años	
	(Ps.en millones)			
Bonos locales	25.076	38.528	32.935	96.538
Préstamos	5.526	9.242	24.433	39.201
Intereses proyectados ⁽¹⁾	9.576	15.518	6.476	31.570
Proveedores de turbinas eólicas	11.057	3.796	-	14.853
Contratos de suministro solar ⁽²⁾	4.358	-	-	4.358
Contratos civiles y eléctricos	9.722	5.555	-	15.277
Contratos de EPC	670	-	-	670
Servicios O&M	2.581	6.082	5.191	13.854
Monto total de las obligaciones Contractuales	68.565	78.721	69.035	216.321

(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 2022.

(2) Principalmente asociados al proyecto Sierras de Ullum con un presupuesto total de US\$ 60 millones (Sección III del presente prospecto).

Endeudamiento

El siguiente cuadro brinda un resumen de la deuda total de la Sociedad al 31 de diciembre de 2020, 2021 y 2022:

	31 de diciembre de		
	2020	2021	2022
	(en millones de US\$)		
Préstamos corrientes:			
Obligaciones negociables	37,7	141,7	151,0
Otras deudas bancarias y financieras	54,2	51,0	35,5
Partes relacionadas, neto de comisiones	—	—	0,8
Arrendamientos financieros	0,3	0,3	0,2
Descubiertos bancarios	—	10,0	—

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Total préstamos corrientes	92,1	203,0	187,6
Préstamos no corrientes:			
Obligaciones negociables	557,3	489,0	400,5
Otras deudas bancarias y financieras	217,7	187,8	159,9
Partes relacionadas, neto de comisiones	41,4	—	-
Arrendamientos financieros	2,9	2,6	2,5
Total préstamos no corrientes	819,3	679,4	562,9
Total préstamos	911,4	882,4	750,5
31 de diciembre de			
	2020	2021	2022
(en millones de Pesos)			
Préstamos corrientes:			
Obligaciones negociables	3.168	14.551	26.753
Otras deudas bancarias y financieras	4.558	5.242	6.294
Partes relacionadas, neto de comisiones	—	—	147
Arrendamientos financieros	27	31	37
Descubiertos bancarios	—	1.024	-
Total préstamos corrientes	7.753	20.848	33.231
Préstamos no corrientes:			
Obligaciones negociables	46.895	50.231	70.960
Otras deudas bancarias y financieras	18.317	19.290	28.331
Partes relacionadas, neto de comisiones	3.487	—	-
Arrendamientos financieros	243	269	440
Total préstamos no corrientes	68.942	69.790	99.731
Total préstamos	76.695	90.638	132.962

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 desarrollos, agencias de exportación y organismos multilaterales.

Obligaciones Negociables

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad tenía en circulación siete clases de obligaciones negociables, una de las cuales fueron emitidas bajo el Programa Global y seis bajo el Programa de Emisor Frecuente de la Sociedad. En la siguiente tabla se resumen los principales términos y condiciones de las obligaciones negociables de la Sociedad al 31 de diciembre de 2022:

Obligaciones Negociables	Capital en circulación al				
	31 de diciembre de 2022	Moneda	Tasa de interés	Fecha de Emisión	Vencimiento
	(en millones de US\$)				
Clase XXIX	12,8	US\$-Linked ⁽¹⁾	2,00%	28/08/2020	28/08/2023
Clase XXXI	329,5	US\$	8,75%	2/09/2021	2/09/2027
Clase XXXII	48,9	US\$-Linked ⁽¹⁾	3,50%	10/08/2021	10/08/2023
Clase XXXIV	11,7	US\$	6,00%	10/08/2021	10/08/2024
Clase XXXV	17,3	US\$-Linked ⁽¹⁾	0%	23/12/2021	23/12/2024
Clase XXXVI	50,0	US\$-Linked ⁽¹⁾	5,65%	23/12/2021	23/12/2031
Clase XXXV Adicional	20,8	US\$-Linked ⁽¹⁾	0%	11/11/2022	23/12/2024

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

**Capital en circulación al
31 de diciembre de 2022**

Obligaciones Negociables	(en millones de US\$)	Moneda	Tasa de interés	Fecha de Emisión	Vencimiento
Clase XXXVII	29,9	US\$-Linked ⁽¹⁾	0%	11/11/2022	11/11/2026

(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.

La Sociedad mantiene en vigencia un programa global 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 (o su equivalente en otras monedas) (el “Programa”). El Programa fue aprobado por resoluciones de las Asambleas Generales Extraordinarias de Accionistas de la Sociedad del 2 de julio de 2008, del 17 de abril de 2013 y del 31 de mayo de 2016 y del 4 de enero de 2018 y por Resoluciones del Directorio de la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”) N° 15.987 de fecha 25 de septiembre de 2008, N° 17.245 de fecha 12 de diciembre de 2013 y N°18.345 de fecha 10 de noviembre de 2016 y Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV DI-2018-52-APN-GE#CNV de fecha 26 de octubre de 2018.

Con fecha 19 de marzo de 2021, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad aprobó por resolución la creación de un programa global 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 (o su equivalente en otras monedas) (el “Programa 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 del Programa de Emisor Frecuente por hasta US\$ 1.300 millones.

Con fecha 11 de noviembre de 2022 se emitieron las Obligaciones Negociables Clase XXXV adicionales, clasificadas como Bonos Verdes, denominadas en dólares, integradas y pagaderas en Pesos Argentinos por US\$ 20,9 millones, con vencimiento el 23 de diciembre de 2024. La Obligaciones Negociables Clase XXXV adicionales tienen un cupón de 0% y fueron emitidas a un precio de emisión de 107,75% del valor nominal. El capital de las obligaciones negociables Clase XXXV adicionales será pagadero íntegramente en la fecha de vencimiento. Adicionalmente, con fecha 11 de noviembre de 2022 se emitieron las Obligaciones Negociables Clase XXXVII, clasificadas como Bonos Verdes, denominadas en dólares, integradas y pagaderas en Pesos Argentinos por US\$ 29,9 millones, a un plazo de 48 meses. La Obligaciones Negociables Clase XXXVII tienen un cupón de 0%. El capital correspondiente a las Obligaciones Negociables Clase XXXVII será pagadero en 3 cuotas, en los meses 42, 45 y 48. La fecha de vencimiento de las Obligaciones Negociables XXXVII es el 11 de noviembre de 2026.

El 10 de febrero de 2023 se emitieron las Obligaciones Negociables Clase XXXVIII, clasificadas como Bonos Verdes, bajo el Régimen de Emisor Frecuente de la Sociedad, las cuales están denominadas en dólares, integradas y pagaderas en Pesos Argentinos por US\$ 73.432 millones, con vencimiento el 10 de febrero de 2033. La Obligaciones Negociables Clase XXXVIII tienen un cupón de 4,5% fijo nominal anual, y fueron emitidas a un precio de emisión de 100% del valor nominal. El capital de las obligaciones negociables Clase XXXVIII será pagadero en 13 cuotas semestrales, pagándose la primera cuota de amortización en el mes 48 contado desde la Fecha de Emisión y Liquidación, de las cuales las primeras 12 cuotas serán equivalentes al 7,69% del capital, y la última cuota será equivalente al 7,72% del capital, pagadera en la Fecha de Vencimiento. Se determinó el destino de los recursos de la Clase XXXVIII para la construcción de los proyectos La Elbita I y Tocota III.

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 “A+.ar” en moneda extranjera, ambas a escala nacional y con perspectiva “Estable”. Para más información, el reporte se encuentra disponible en <https://www.moodylocal.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 octubre de 2022, la agencia Fitch Ratings realizó una baja en las calificaciones de la deuda soberana en moneda

extranjera en Argentina desde “CCC” a “CCC-” como consecuencia de los profundos desequilibrios macroeconómicos y una posición de liquidez externa altamente restringida. 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. 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-downgrades-argentina-to-ccc-removes-from-uco-26-10-2022>

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 2022:

Préstamos	Capital pendiente al 31 de diciembre de 2022 (en millones de US\$)	Tasa de interés	Fecha de emisión	Vencimiento
KfW préstamo corporativo	10,3	Libor + 1,5%	Julio 2019	Agosto 2023 / Marzo 2024
Préstamo GEDESA US\$	4,7	Libor + 7,25%	Noviembre 2020	Noviembre 2023
Project Finance – Pomona I	100,7	4,73%	Junio 2018	Junio 2034
Genneia Vientos del Sudoeste S.A.				
Project Finance – Villalonga I	60	6,95% ⁽¹⁾	Junio 2018	Junio 2033
Genneia Vientos Argentinos S.A.				
Project Finance – Chubut Norte I	38,8	6,95% ⁽¹⁾	Junio 2018	Junio 2033
Genneia Vientos del Sur S.A.				
Otras Deudas	4,1	7% - 15%	Julio 2022	Mayo 2023

(1) 75% de la deuda pendiente de pago tiene un interés promedio de 5,42%. El 25% del préstamo restante tiene una tasa de interés aplicable de LIBOR + 1,2%

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.

El 18 de febrero de 2020 se concretaron los primeros desembolsos, totalizando al 31 de diciembre de 2022 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, totalizando al 31 de diciembre de 2022 US\$ 10,3 millones. La tasa de interés sobre el financiamiento fue equivalente a una tasa LIBOR más un 1,5%, pagadero semestralmente.

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.

Con fecha 4 de marzo de 2022, la Compañía pagó parcialmente la amortización con vencimiento en dicha fecha de pago, quedando un remanente de US\$ 2,4 millones a ser reprogramado con el objetivo de cumplir con medidas retroactivas de la autoridad monetaria. Con fecha 25 de marzo de 2022 la Compañía firmó un acuerdo con KfW a través del cual se estableció un período de cura de 88 días contados a partir de la fecha de vencimiento de la cuota en cuestión, extendiendo el plazo de pago hasta el 31 de mayo de 2022.

Con fecha 9 de junio de 2022 la Compañía firmó un acuerdo con KfW a través del cual se extendió el plazo por 45 días adicionales. Con fecha 19 de julio de 2022, la Compañía pagó el remanente de US\$ 2,4 millones, ascendiendo en consecuencia el capital adeudado a la fecha de publicación de los estados financieros consolidados a US\$ 14,7 millones. Para eso, el 13 de julio de 2022, la Compañía obtuvo una línea de crédito con el Banco Santander Madrid del cual se recibieron desembolsos por US\$ 3,2 millones a ser pagados en los siguientes seis meses.

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 ICERSA decidió:

- (i) la emisión de obligaciones negociables (en adelante "ON"), las cuales han sido suscriptas en su totalidad por los fiduciantes (Isolux Corsán Argentina S.A. e Isolux Ingeniería S.A.);
- (ii) la constitución del fideicomiso financiero denominado "Loma Blanca Serie I" bajo el cual se emitieron valores fiduciarios con oferta pública por un monto de US\$ 103.000.000, cuyo activo fideicomitado es conformado por las obligaciones negociables, cuyos derechos de cobro le son cedidos al fideicomiso por los fiduciantes.

El detalle de los valores fiduciantes es el siguiente:

- (a) Valores de Deuda de Clase A por un valor nominal en Pesos equivalente a US\$ 29.890.000 ("VDA"); y
- (b) Valores de deuda clase B por un valor nominal de US\$ 73.110.000 ("VDB").

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, los VDA están totalmente cancelados. Los VDB, devengan intereses a una tasa de referencia nominal (LIBOR a 30 días) más un margen del 8% nominal por año. Los VDRB y sus intereses se pagan mensualmente. La fecha límite para pagos es el 31 de diciembre de 2026.

El 22 de diciembre de 2011, Parque Eólico Loma Blanca IV SA y los Fiduciantes suscribieron un contrato de suscripción con el Banco de la Nación Argentina, en el que el banco acepta las condiciones establecidas en el mismo, para suscribir e integrar los VDB que no están suscritos por terceros al final del Período de Suscripción, hasta un valor nominal equivalente a US\$ 73.110.000. Como consecuencia del cambio de los accionistas, los nuevos accionistas de la Compañía asumieron la posición contractual de los vendedores según el acuerdo de compra de acciones y el artículo 11 (ix) del Contrato de Fideicomiso con el fin de implementar el cambio de accionista, reemplazando a Grupo Isolux Corsan SA por Sideli SA, y luego Genneia SA.

El 16 de febrero de 2022, Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U. 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.

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 ("Itaú 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 Itaú 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, Itaú 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. Al 31 de diciembre de 2022 el pasivo vinculado con los tramos mencionados ha sido totalmente cancelado quedando US\$ 4,7 millones por el tramo en dólares a una tasa Libor 3M más un 7,25% clasificados como corrientes.

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.

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%, pagadero semestralmente.

Al 31 de diciembre de 2022 Genneia Vientos del Sudoeste S.A. totaliza desembolsos por US\$ 118,5 millones, de un total de US\$ 120,9 millones comprometidos. Con fecha 22 de septiembre de 2022, el monto comprometido se redujo a US\$ 120,2 millones, en US\$ 0,75 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 2022 US\$ 100,7 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.

Al 31 de diciembre de 2022 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 2022 US\$ 98,8 millones.

Financiamiento del Proyecto Chubut Norte III y Chubut Norte IV

El 15 de julio de 2019, Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. (antes, "**Genneia Vientos Patagónicos S.A.**") y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. (antes, "**Genneia Vientos Sudamericanos S.A.**"), celebraron acuerdos de financiamiento con KfW, sin recurso contra nosotros, para la construcción y operación comercial de los parques eólicos "Chubut Norte III" y "Chubut Norte IV", por un monto total de US\$131,0 millones, combinando un préstamo por el plazo de construcción más 15 años que será proporcionado por KfW y garantizado por la Agencia de Crédito a la Exportación alemana Euler Hermes a través de un contrato de seguro de crédito global (que proporciona el 95% de la cobertura).

El 16 de julio de 2019, nosotros y nuestra subsidiaria MyC Energía S.A. acordamos transferir a Pan American Fuego S.A., una subsidiaria de Pan American Energy SL, una participación del 49% en Genneia Vientos Patagónicos S.A. y Genneia Vientos Sudamericanos S.A. para el desarrollo conjunto de los dos proyectos de generación de energía eólica en las cercanías de la ciudad de Puerto Madryn, Provincia de Chubut (Chubut Norte III y IV). La transferencia de las acciones se consumó el 26 de agosto de 2019.

En diciembre de 2019, KfW, como prestamista, realizó el primer desembolso en virtud de los acuerdos de financiación. Los desembolsos posteriores en el marco de este mecanismo se produjeron a medida que se certificaban los hitos del proyecto.

Al 31 de diciembre de 2022 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 2022 US\$ 121,5 millones.

Financiamiento del Proyecto Necochea

El 2 de agosto de 2019, Vientos de Necochea S.A., nuestra subsidiaria bajo control conjunto con Centrales de la Costa Atlántica S.A., celebró contratos de financiamiento, sin recurso contra nosotros, para la construcción y operación comercial del parque eólico "Necochea" con Nederlandse Financierings-Maatschappij voor Ontwikkelingslanden N.V. ("**FMO**") por un monto principal agregado de US\$51,0 millones, combinando un préstamo por el plazo de construcción más 15 años que será provisto por FMO y garantizado por la Agencia de Crédito a la Exportación de EKF Dinamarca a través de un contrato de seguro de crédito integral.

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 a recibir en relación con el mismo alcanza los US\$ 44,27 millones.

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. 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 2022 US\$ 38,8 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 devengará intereses sobre el monto efectivamente desembolsado de forma semestral a partir de junio de 2023.

Contratos de Leasing

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad tenía Ps. 477 millones (US\$ 2,69 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.

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 2022, el 95% de las obligaciones de deuda consolidada de la Sociedad estaban emitidas a una tasa de interés fija, mientras que las 5% restantes se emitieron a tasas de interés variables, mayormente BADLAR y LIBOR. Al 31 de diciembre de 2022, 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 2022 se habría incrementado en aproximadamente Ps. 13 millones. La Sociedad no realiza operaciones de cobertura contra riesgos de tasa de interés.

Gestión de riesgo de moneda. Al 31 de diciembre de 2022, el pasivo consolidado de la Sociedad denominado en Dólares Estadounidenses ascendía a US\$ 743,6 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 2022. 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.

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:

31/12/2020	31/12/2021	31/12/2022
Ps.17.212.521,00	Ps.29.848.191,00	Ps.136.356.429,00

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 Programa, 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.

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 primera 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 los siguientes usuarios privados indicados debajo, los cuales tienen cláusula “*take or pay*”.

La Emisora ha celebrado 18 contratos de compra de energía eléctrica a largo plazo (excluyendo PPAs con usuarios privados) para sus centrales operativas con vencimiento entre 2018 y aproximadamente 2037. La Emisora ha celebrado tres contratos de compra de energía eléctrica con ENARSA correspondientes a sus parques eólicos Rawson I y Rawson II y Trelew con respecto a sus centrales térmicas operativas, la Emisora cuenta con nueve contratos de compra de energía eléctrica celebrados con CAMMESA respecto de las cinco centrales térmicas.

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; en abril de 2018, la Sociedad firmó un PPA con Oroplata, un usuario privado, por aproximadamente el 40% de la capacidad de Rawson III; en junio de 2018, celebró un PPA con Banco Macro S.A. y otro PPA a 20 años, en Dólares, con Meranol, ambos a ser suministrados a través de cualquiera de sus parques eólicos no sujetos a PPAs; y en septiembre y diciembre de 2018, la Sociedad celebró dos PPAs con usuarios privados, uno con Curtiembre Arlei S.A. y el otro con Bemis Argentina S.A.U., ambos a ser suministrados 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 tienen una vigencia de 15 años y representan el 100% del consumo de energía para ambas compañías.

En junio de 2020, Genneia suscribió un PPA con Mc CAIN Argentina S.A. (usuario privado 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). El PPA está nominados en Dólares y tiene una vigencia de 5 años. Asimismo, 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 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 virtud de los PPA correspondientes al parque eólico Rawson I y II, la Emisora tiene derecho a recibir pagos por US\$128,70 y US\$124,20 por MWh, respectivamente, por la energía eléctrica que efectivamente entrega en virtud de dichos PPA, pero no tiene derecho a recibir tarifas por capacidad en firme. De conformidad con el Contrato de Compra de Energía Eléctrica o PPA para el parque eólico Rawson III celebrado con Loma Negra, la Emisora tendrá derecho a recibir pagos por la suma de US\$77,00 por MWh por la energía eléctrica entregada, si bien no tendrá derecho a recibir ningún pago por capacidad en firme.

En virtud del PPA para Madryn I y Madryn II, la Emisora tendrá derecho a recibir pagos por la suma base de US\$76,23 por MWh por la energía eléctrica entregada y un ajuste anual adicional previsto en el PPA como porcentaje del precio por la electricidad efectivamente despachada, pero no tiene derecho a recibir pagos por capacidad en firme. De conformidad con el PPA para el proyecto eólico Villalonga I, la Emisora tiene derecho a recibir pagos por la suma base de US\$54,96 por MWh por la energía eléctrica entregada y un ajuste anual adicional previsto en el PPA como porcentaje del precio por la electricidad efectivamente despachada, pero no tiene derecho a recibir pagos por capacidad en firme. De conformidad con el PPA para el proyecto eólico Chubut Norte I, la Emisora tiene derecho a recibir pagos por la suma base de US\$66,00 por MWh por la energía eléctrica entregada y un ajuste anual adicional previsto en el PPA como porcentaje del precio por la electricidad efectivamente despachada pero no tiene derecho a recibir tarifas por capacidad en firme. De conformidad con el PPA para el proyecto eólico Pomona I, la Emisora tiene derecho a recibir pagos por la suma base de US\$54,88 por MWh por la energía eléctrica entregada y un ajuste anual adicional previsto en el PPA como porcentaje del precio por la electricidad efectivamente despachada pero no tiene derecho a recibir tarifas por capacidad en firme. De conformidad con el PPA para el proyecto eólico Necochea, el joint venture Vientos de Necochea S.A. tiene derecho a recibir pagos por la suma base de US\$55,50 por MWh por la energía eléctrica entregada y un ajuste anual adicional previsto en el PPA como porcentaje del precio por la electricidad efectivamente despachada pero no tiene derecho a recibir tarifas por capacidad en firme.

De conformidad con el PPA para el Parque Eólico Trelew vigente entre ENARSA como compradora y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. como parte vendedora, 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 capacidad en firme. Según lo acordado en el PPA correspondiente a las centrales solares fotovoltaicas Ullum, la Emisora tiene derecho a recibir los siguientes pagos: Ullum 1: US\$53,73 por MWh de electricidad entregada; Ullum 2: US\$55,23 por MWh de electricidad entregada; y Ullum 3: US\$57,63 por MWh de electricidad entregada.

Bajo los Contratos de Compra de Energía Eléctrica o PPA para centrales térmicas operativas con CAMMESA, la Emisora tiene derecho a percibir tarifas por capacidad en firme por la suma de US\$21.275 por MWm por poner sus activos de generación a disposición del SADI (con excepción de los PPA para Bragado II y Bragado III). La Emisora también tiene derecho a recibir pagos para compensar sus gastos operativos y de mantenimiento variables, que oscilan entre US\$7,45 y US\$10,00 por MW por la electricidad efectivamente generada por sus centrales mediante el uso de gas natural y entre US\$10,15 y US\$14,90 por MW por la electricidad efectivamente generada mediante el uso de gasoil. De conformidad con los Contratos de Compra de Energía Eléctrica, CAMMESA tiene la opción de proporcionar a la Emisora la totalidad del combustible requerido para alimentar sus centrales térmicas. No obstante, de conformidad con la resolución de la SEN, CAMMESA tiene a su cargo actualmente la administración y el suministro de la totalidad de los combustibles requeridos para operar las centrales térmicas de la Emisora y, desde el mes de junio de 2014, CAMMESA le ha suministrado el gas natural y el gasoil necesarios para operar sus centrales térmicas. En el supuesto de que la Emisora tuviera que comprar gas natural o gasoil, ésta podría trasladar sus costos a CAMMESA. Bajo los Contratos de Compra de Energía Eléctrica correspondientes a sus centrales térmicas, la Emisora puede solicitar el traslado de aumentos en los costos (incluso como consecuencia de la mayor inflación) en los que la Emisora pueda incurrir a los fines de operar y mantener sus centrales y asimismo generar electricidad en base a un proceso en el cual, cada seis meses, informe a CAMMESA acerca de sus costos actualizados y solicite un ajuste, con posterioridad al cual CAMMESA puede otorgar o no aprobación en consulta con la SEN. Los dos nuevos Contratos de Compra de Energía Eléctrica correspondientes a las centrales térmicas Bragado II y Bragado III de la Emisora contemplan

términos sustancialmente similares, con una tarifa por capacidad en firme combinada que promedia los US\$22.000 por MWh y tarifas por compensación de gastos de US\$7,45 por MWh y US\$10,15 por MWh, dependiendo del uso del gas natural o gasoil.

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 2022, 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 fecha de operación comercial 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 4 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 107 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 disponibilidad ⁽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

	Estado	Capacidad instalada (MW) ⁽¹⁾	Capacidad contratada (%/MW) ⁽²⁾	Tarifas por capacidad en firme ⁽³⁾⁽⁴⁾	Factor de disponibilidad requerido ⁽³⁾⁽⁵⁾	Reintegro de gastos por electricidad entregada ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	Tarifas por electricidad entregada ⁽⁷⁾	Fecha de vencimiento	Contraparte
Sierras de Ullum	Operativo	78,00	100%	N/A	N/A	N/A		10/2025 – 07/2038 ⁽¹⁰⁾	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 MWh 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 11 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 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*.
- (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.

Contratos de Compra de Energía Eléctrica correspondientes a Centrales Térmicas de la Emisora

Los PPA originales correspondientes a las centrales térmicas de la Emisora fueron celebrados con ENARSA y se mantuvieron en vigencia por el término de tres años contados a partir de sus respectivas fechas de operación comercial. De acuerdo con el Acuerdo Marco, los PPA actuales celebrados con CAMMESA respecto de las centrales térmicas de la Emisora conectadas al SADI poseen un plazo adicional de siete años desde la fecha de vencimiento de los PPA originales. A continuación, sigue un resumen de los términos más importantes de estos PPA:

- La Emisora tiene la obligación de operar y mantener los activos de generación de energía en la forma prevista en dichos contratos, poner a disposición capacidad en firme y vender energía eléctrica a CAMMESA.
- La Emisora tiene derecho a recibir tarifas de capacidad en firme por los activos de generación de energía puestos a disposición del SADI de US\$21.275 por MWh.
- CAMMESA no posee obligaciones de compra en firme (*"take or pay"*) y, por ende, no está obligada a comprar un volumen mínimo de electricidad generada por la Emisora.
- Por la energía efectivamente suministrada, la Emisora percibe un monto en Dólares que oscila entre US\$7,45 y US\$10,00 por MWh, para generación mediante gas natural y entre US\$10,15 y US\$14,90 por MWh, para generación

mediante gasoil, lo cual refleja el costo por MWh de la Emisora derivado del mantenimiento y la operación de sus centrales térmicas, según lo aprobado por la SEN.

- En caso de que los costos de operación o mantenimiento aumenten (incluso debido a mayores índices de inflación), la Emisora podrá trasladar a CAMMESA dichos aumentos de costos.
- En el marco de los PPA de la Emisora, CAMMESA no está obligada a proveerle a la Emisora gas natural ni gasoil, pudiendo optar por hacerlo o reembolsarle el costo correspondiente del gas natural o gasoil efectivamente utilizado, siempre y cuando la cantidad de combustible utilizado se ajuste al consumo de combustible específico garantizado a ser usado por la Emisora. Sin embargo, de conformidad con lo previsto en la Resoluciones N°95/2013 y 529/2014 de la SEN, CAMMESA se encuentra a cargo de la gestión comercial y el suministro de todos los combustibles necesarios para la alimentación de las centrales térmicas de la Emisora. A pesar de que actualmente CAMMESA provee a la Emisora tanto el gas natural como el gasoil necesario para la operación de las centrales térmicas de la Emisora, conforme lo previsto en la mencionada Resolución N°529/2014, y sus disposiciones modificatorias y complementarias, no se puede asegurar que CAMMESA continúe haciéndolo ni que la SEN mantendrá la Resolución N° 529/2014. En el supuesto que la Emisora tenga que abastecerse de dicho gas natural o gasoil, la Emisora podrá trasladar a CAMMESA todos sus costos.
- Los montos pagaderos a la Emisora bajo los 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.
- Ante el acaecimiento de un evento de fuerza mayor (de acuerdo a la definición del Código Civil y Comercial de la Nación), cualquiera de las partes tiene permitido suspender su actividad hasta que dicho evento haya cesado. Si una sola suspensión se extiende por más de 90 días, o varias suspensiones se extienden por más de 180 días en conjunto, cualquier parte, siempre y cuando no sea la que está incumpliendo, puede rescindir el acuerdo.
- En caso de no cumplirse una disponibilidad del 92% de capacidad comprometida por un período de dos meses, si no mediara un supuesto de fuerza mayor o indisponibilidad de mantenimiento programada, CAMMESA tiene derecho a aplicar ciertas sanciones pecuniarias que son compensadas con las tarifas de capacidad en firme adeudadas a la Emisora.

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 SEN. 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 específico 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 SEN 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 (*"take or pay"*) 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 fin 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:

3) 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 N° 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 octubre 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.

c) Controles de cambio.

Tipo de Cambio

A partir del 1º de abril de 1991 y hasta fines del año 2001, la Ley Nº 23.928 (la “**Ley de Convertibilidad**”) estableció un régimen conforme al cual el Banco Central estaba obligado a vender Dólares Estadounidenses a un tipo de cambio fijo de un peso por Dólar Estadounidense. El 6 de enero de 2002, el Congreso de la Nación sancionó la Ley Nº 25.561 (y modificatoria y normas complementarias, la “**Ley de Emergencia Pública**”), mediante la cual se derogó el régimen de la Ley de Convertibilidad, abandonando formalmente más de diez años de paridad fija entre el peso y el Dólar Estadounidense y eliminando el requisito de que las reservas en oro y en moneda extranjera del Banco Central debían ser en todo momento equivalentes al 100% de la base monetaria.

La Ley de Emergencia Pública, que ha sido prorrogada año tras año y estuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017, otorgaba al gobierno nacional la facultad de fijar el tipo de cambio del peso frente a las monedas extranjeras y a emitir regulaciones relativas al mercado cambiario. Tras un breve período en el cual el gobierno nacional estableció un sistema cambiario dual provisorio conforme a la Ley de Emergencia Pública, el peso fluctuó libremente frente a otras monedas desde febrero de 2002, aunque el Banco Central tiene potestad para intervenir el mercado de cambios comprando y vendiendo divisas por cuenta propia, una práctica que lleva a cabo regularmente. Desde el 2011, el gobierno argentino incrementó el control del tipo de cambio y la transferencia de fondos desde y hacia la Argentina.

El siguiente cuadro muestra, para los períodos indicados, los tipos de cambio vendedor promedio, máximo, mínimo y al cierre del período entre el Peso y el Dólar Estadounidense, de acuerdo con lo informado por el Banco Central. El Banco de la Reserva Federal de Nueva York no publica un tipo de cambio comprador de mediodía para el Peso.

Al 31 diciembre del año	Tipos de cambio			
	Máximo ⁽¹⁾	Mínimo ⁽²⁾	Promedio ⁽³⁾	Cierre período ⁽⁴⁾
2019	60,40	36,90	47,87	59,89
2020.....	84,15	59,81	71,60	84,15
2021.....	102,72	84,70	93,73	102,72
2022.....	177,12	103,04	130,80	177,12
Mes				
Enero 2023.....	186,87	178,14	182,24	186,87
Febrero 2023	197,15	187,30	191,89	197,15
Marzo 2023.....	208,98	197,57	203,11	209,98
Abril 2023.....	222,57	210,33	216,56	222,57
Mayo 2023.....	239,32	224,62	231,19	239,32
Junio 2023.....	256,67	240,06	248,76	256,67

Fuente: Tipos de Cambio de Referencia del Banco Central (Comunicación “A” 3500 del Banco Central).

Notas:

- (1) Los tipos de cambio son los diarios altos y bajos reales correspondientes a cada período.
- (2) El tipo de cambio promedio anual se calcula como el promedio de los tipos de cambio el último día de cada mes durante el período. El tipo de cambio mensual promedio se calcula en forma diaria respecto de cada mes.
- (3) Información de los tipos de cambio al 31 de mayo de 2023.

Controles de cambio

Mediante el Decreto Nº 609 (el “**Decreto 609**”), de fecha 1 de septiembre de 2019, el Poder Ejecutivo Nacional estableció que, hasta el 31 de diciembre de 2019, el contravalor de la exportación de bienes y servicios debía ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios en las condiciones y plazos que establezca el Banco Central oportunamente. De acuerdo con las disposiciones del Decreto 609, el Banco Central tiene potestad para establecer los supuestos en los que el acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera y metales preciosos amonedados y las transferencias al exterior requerirán autorización previa. El 28 de diciembre de 2019, mediante el Decreto Nº 91/2019, el Poder Ejecutivo Nacional modificó el Artículo 1 del Decreto 609, prorrogando indefinidamente la

obligación de repatriar y liquidar el contravalor de la exportación de bienes y servicios en el el mercado de cambios con base en pautas objetivas en función de las condiciones vigentes en el mercado cambiario y distinguiendo la situación de las personas humanas de la de las personas jurídicas. De igual modo se faculta al Banco Central para establecer reglamentaciones que eviten prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través de títulos públicos u otros instrumentos, lo dispuesto en esta medida.

En ese marco, el Banco Central emitió la Comunicación "A" 6770, según fuera posteriormente modificada, la cual, a partir del 1 de septiembre de 2019, implementó un amplio mecanismo de control de cambios.

A continuación, se detallan los aspectos más relevantes de la normativa del Banco Central conforme el texto ordenado dispuesto por la Comunicación "A" 7490 (conforme fuera modificado o complementado, el "T.O. Comunicación 7490"), relativos al ingreso y egreso de fondos de la Argentina:

Disposiciones específicas para los ingresos por el mercado de cambios

Ingreso y liquidación del producido de las exportaciones de bienes

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 o servicio 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.

De acuerdo con el Punto 2.6 del Régimen Cambiario, los exportadores están autorizados a exceptuar la obligación de liquidación en la medida en que (i) los fondos ingresados sean acreditados en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales, (ii) los fondos ingresen a la Argentina dentro de los plazos aplicables, (iii) los fondos se apliquen simultáneamente a la realización de pagos para los cuales la normativa otorga acceso al mercado de cambios, sujeto a los límites aplicables, (iv) si el ingreso correspondiese a nueva deuda financiera con el exterior y el destino fuese la precancelación de deuda local en moneda extranjera con una entidad financiera, la nueva deuda con el exterior deberá tener una vida promedio mayor a la que se precancela con la entidad local.

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 en virtud de lo dispuesto en el Punto 3.2.2. 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 por el Punto 3.2.2. del Régimen Cambiario, 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 en curso.

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 desde su pago.

Con fecha 4 de mayo de 2023, el Banco Central emitió la Comunicación "A" 7762 en la cual reguló que en la medida que se ingresen dentro de los plazos normativos establecidos, se exceptúa del requisito de liquidación en el mercado de cambios a los cobros de consumos efectuados por no residentes mediante billeteras electrónicas o cualquier otra modalidad de pago que implique un débito inmediato en una cuenta en una entidad financiera en el exterior o en una cuenta virtual en una empresa en el exterior.

En el caso de que la modalidad por la cual se canaliza el consumo del no residente contemple la posibilidad de la utilización de cuentas virtuales, quien ingresa los fondos deberá demostrar que el mecanismo de pago utilizado prevé que tales cuentas se encuentren abiertas en instituciones cuya operatoria se encuentra autorizada por la autoridad monetaria o equivalente de su país de radicación y que la tenencia de una clave fiscal de ese país es condición para la apertura de la cuenta.

Aplicación de los ingresos de las exportaciones

El Régimen Cambiario autoriza la aplicación de los ingresos de las exportaciones al reembolso de (i) financiacines previas a la exportación y financiacines a la exportación otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales, (ii) financiacines 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; y (iv) otros endeudamientos financieros del exterior sujetos a ciertos requisitos según lo establecido en los Puntos 7.9 y 7.10 del Régimen Cambiario. 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 2023, se requiere la conformidad previa del BCRA para que los residentes locales puedan acceder al mercado de cambios para realizar pagos de capital en virtud del endeudamiento financiero transfronterizo con partes vinculadas (a menos que el producto del préstamo se haya liquidado a través del mercado de cambios después del

1 de octubre de 2020, y el préstamo tenga una vida media de al menos 2 años).

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). 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.

(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: (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.

(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, la entidad deberá contar adicionalmente con una declaración jurada en la que conste:

- (1) El detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente.
- (2) Deje constancia que, en la fecha de acceso al mercado de cambios y en los 90 días corridos anteriores, no le entregó a tales personas en el país fondos en moneda local u otros activos locales líquidos, a menos que: (i) esas entregas se hayan realizado con anterioridad al 12 de julio de 2021; (ii) esas entregas resulten de operaciones habituales de adquisiciones de bienes

o servicios; o (iii) presente una declaración jurada de tales personas en la que éstas dejen constancia de lo previsto en el apartado (c) más arriba, y asuman el compromiso detallado en el apartado (d) más arriba.

A su vez, 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.

Asimismo, a través de la Comunicación "A" 7683 del 26 de enero de 2023, El BCRA autoriza a las entidades financieras a realizar operaciones de caución bursátil tomadoras –pasivas– en Pesos, en bolsas y mercados autorizados por la CNV. Las mismas se encuentran excluidas de las obligaciones comprendidas para la determinación de la exigencia de efectivo mínimo.

A su vez, mediante Comunicación "A" 7766 del Banco Central emitida con fecha 11 de mayo de 2023, y con relación a operaciones que requieren conformidad previa del Banco Central para cursar pagos al exterior por el uso de tarjetas de crédito, compra, débito o prepagas emitidas en el país, se incorpora la adquisición de tarjetas de regalo o equivalentes de tiendas o locales radicados en el exterior, para los consumos que tengan lugar a partir del 12 de mayo de 2023.

Por otro lado, mediante Comunicación "A" 7746 del BCRA, y en relación con las declaraciones juradas referidas a las operaciones con títulos valores de los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.4., se dispone un plazo de 180 días corridos, y aclara que en el caso de títulos valores emitidos bajo ley argentina el plazo a computar se mantendrá en 90 días corridos.

Sin perjuicio de ello, con fecha 11 de mayo de 2023 el Banco Central emitió la Comunicación "A" 7766 bajo la cual realizó distintas adecuaciones a las normas de Exterior y Cambios. Entre otras, se actualizaron los puntos 3.16.3.3. y 3.16.3.4., en el marco de las declaraciones juradas del cliente respecto a operaciones con títulos valores.

A su vez, mediante comunicación "A" 7772 del BCRA emitida con fecha 19 de mayo de 2023, el BCRA establece, entre otros aspectos, que lo previsto en los puntos 3.16.3.3. y 3.16.3.4. también podrá ser considerado cumplido por las entidades cuando el cliente presente una declaración jurada dejando constancia que en el plazo previsto en el punto 3.16.3.4. no ha entregado en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos a ninguna persona humana o jurídica, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales en el marco del desarrollo de su actividad.

Asimismo, mediante comunicación "A" 7786 del BCRA emitida con fecha 8 de junio de 2023, el BCRA dispuso que la venta en el mercado secundario de obligaciones negociables en moneda extranjera adquiridas por suscripción primaria a partir del 9 de junio de 2023, no estará alcanzada por la obligación de compensar la disminución de activos en moneda extranjera por la precancelación de financiaciones con tenencia de títulos valores del Tesoro Nacional en moneda extranjera computable en la posición global neta de moneda extranjera –establecida en el penúltimo párrafo del punto 1.1. de las normas sobre "Posición global neta de moneda extranjera"–, cuando la venta se realice luego de transcurridos 300 días corridos desde la fecha de suscripción primaria.

Sumado a las mencionadas comunicaciones, mediante comunicación "A" 7798 emitida con fecha 29 de junio de 2023, el BCRA estableció, con vigencia a partir del 29 de junio de 2023, que las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios a todas las organizaciones empresariales, cualquiera sea su forma societaria, en donde el Estado Nacional tenga participación mayoritaria en el capital o en la formación de las decisiones societarias, para efectuar formación de activos externos con aplicación específica al pago de importaciones de combustibles o energía cuando se cumplan con las condiciones detalladas en la referida comunicación.

A estos efectos, la entidad interviniente deberá confeccionar un boleto de venta de cambio bajo el código de concepto "Constitución de depósitos en el exterior para afectar al pago de importaciones de combustibles o energía", y al momento de la aplicación de los fondos adquiridos se deberá efectuar un boleto de compra bajo el mismo concepto y otro de venta por el concepto correspondiente a la cancelación de la deuda con el exterior.

A su vez, mediante comunicación "A" 7799 del BCRA emitida con fecha 29 de junio de 2023, el BCRA estableció distintas adecuaciones en el marco del punto 7.10.2. de las normas de "Exterior y cambios" referido a la aplicación de divisas de cobros de exportaciones de bienes en el marco del régimen de fomento de inversión para las exportaciones.

Además, dispuso que los pagos de importaciones de bienes de capital que se concreten simultáneamente con la liquidación de fondos originados en un endeudamiento financiero con el exterior o un aporte de inversión extranjera directa que encuadren en el punto 7.10.2.2. quedarán comprendidos entre las excepciones previstas en el punto 9. de la Comunicación "A" 7622 y complementarias.

Por último, establece que se considerará cumplimentado el requisito previsto en el punto 3.5.1. de las normas de "Exterior y cambios", referido al pago de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior, para aquellos endeudamientos que hayan sido encuadrados en el referido punto 7.10.2.2.ii) en la medida que se demuestre el registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente a la financiación recibida.

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.

Sin perjuicio de lo descripto anteriormente, conforme lo establecido por el Punto 10.11 del Régimen Cambiario, hasta el 31 de diciembre de 2022, se deberá contar con la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para la realización de pagos de importaciones de bienes o la cancelación de principal de deudas originadas en la importación de bienes, a menos que se verifique alguna de las situaciones establecidas en los Puntos 10.11.1 a 10.11.11 del Régimen Cambiario. Algunos de estos supuestos son:

(a) La entidad interviniente cuente con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que el monto total de los pagos asociados a sus importaciones de bienes cursados a través del mercado de cambios a partir del 1 de enero de 2020, incluido el pago cuyo curso se está solicitando no supere en más del equivalente a US\$250.000 al monto que surge de considerar (i) el monto por el cual el importador tendría acceso al mercado de cambios al computar las importaciones de bienes que constan a su nombre en el sistema de seguimiento de pagos de importaciones de bienes (SEPAIMPO) y que fueron oficializadas entre el 1 de enero de 2020 y el día previo al acceso al mercado de cambios, las importaciones de bienes asociadas a una declaración efectuada a través del Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI) oficializada serán computadas en la medida que se verifique alguna de las condiciones previstas en los Puntos 10.3.2.7.i) al 10.3.2.7.vii), (ii) más el monto de los pagos cursados por el mercado de cambios a partir del 6 de julio de 2020 que correspondan a importaciones de bienes ingresadas por solicitud particular o courier que se hayan embarcado a partir del 1 de julio de 2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha, (iii) más el monto de los pagos cursados en el marco de los apartados (b) a (d) debajo, no asociados a importaciones comprendidas los apartados (i) y (ii) del presente párrafo, (iv) menos el monto pendiente de regularizar por pagos de importaciones con registro aduanero pendiente realizados entre el primero de septiembre de 2019 y el 31 de diciembre de 2019.

(b) Se trate de un pago diferido de importaciones de bienes que corresponda a operaciones que se hayan embarcado a partir del 1° de julio de 2020 o que habiendo sido embarcadas con anterioridad no hubieran arribado al país antes de esa fecha en la medida que se cumpla alguna de las condiciones previstas en los Puntos 10.3.2.7.i) al 10.3.2.7.vii) del Régimen Cambiario.

(c) Se trate de un pago asociado a una operación no comprendida en el apartado (b) en la medida que sea destinado a la cancelación de una deuda comercial por importaciones de bienes con una agencia de crédito a la exportación o una entidad financiera del exterior o que cuente con una garantía otorgada por las mismas.

(d) Se trate de un pago a la vista o de deudas comerciales sin registro de ingreso aduanero y se verifiquen las siguientes condiciones: (i) la operación corresponde a la importación de insumos que serán utilizados para la elaboración de bienes en el país; y (ii) los pagos cursados por el presente inciso no superan, en el mes calendario en curso y en el conjunto de las entidades, el monto que se obtiene de considerar el promedio del monto de las importaciones de insumos computables a los efectos del Punto 10.11.1. del Régimen Cambiario en los últimos 12 meses calendario cerrados, neto del monto

pendiente de regularización por pagos con registro de ingreso aduanero pendiente en situación de demora que registre el importador. La entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente dejando constancia del cumplimiento de las condiciones indicadas, el carácter de insumos de las importaciones computadas y constatar adicionalmente que lo declarado respecto al monto resulta compatible con los datos existentes en el BCRA a partir del sistema online implementado a tal efecto.

Previamente a dar curso a pagos de importaciones de bienes, la entidad interviniente, deberá, adicionalmente a solicitar la declaración jurada del cliente, constatar que tal declaración resulta compatible con los datos existentes en el BCRA a partir del sistema online implementado a tal efecto.

Adicionalmente, el 13 de octubre de 2022 el BCRA emitió la Comunicación "A" 7622 (posteriormente complementada por las Comunicaciones "A" 7.629, 7.638, 7.643 y 7.682) a través de la cual se introdujeron diversas modificaciones en materia de acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones de bienes y de servicios, respectivamente (en adelante, y en conjunto con sus complementarias, la "Comunicación A 7622").

La Comunicación "A" 7622 dispone, que, a partir del 17 de octubre de 2022, se podrá dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones de bienes, a operaciones asociadas a una declaración en el Sistema de Importaciones de la República Argentina ("SIRA") en la medida que:

- (a) El pago se concrete una vez cumplido el plazo en días corridos, contados a partir de la fecha del registro de ingreso aduanero de los bienes.
- (b) El pago se concrete mediante canje y/o arbitraje contra una cuenta local en moneda extranjera del cliente y en la declaración SIRA se haya dejado constancia de que se usaría tal opción.
- (c) Cuando se verifique que la operación sea convalidada en el sistema informático "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior" implementado por AFIP y el pago encuadre en alguna de las situaciones previstas en el Punto 8 de la mencionada norma.
- (d) El pago sea encuadrado por el cliente dentro del monto disponible en cada año calendario, hasta el equivalente a US\$ 50.000 (cincuenta mil Dólares Estadounidenses), para realizar pagos de importaciones de bienes en forma anticipada, a la vista o diferida antes de que se cumpla el plazo previsto en la declaración SIRA.

La posibilidad de utilizar este límite anual estará sujeta a su convalidación por parte del sistema de "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior

Las entidades deberán verificar los requisitos previstos para cada tipo de pago de importaciones, incluyendo aquellos contemplados en el Punto 3.16. del Régimen Cambiario, con excepción de aquellos que refieran a lo previsto en los Puntos 10.11. y 10.14. y el Punto 2.1. de la Comunicación "A" 7.532.

Respecto al sistema SIMI, la Comunicación "A" 7622 expresa que el acceso al mercado de cambios para pagar importaciones de bienes por operaciones asociadas en este sistema realizada durante su vigencia u operaciones para las cuales no se requiera la presentación de una declaración SIRA, se continuará rigiendo por las disposiciones vigentes.

La Comunicación "A" 7622 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 17 de octubre de 2022, 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, al momento de la apertura o emisión por parte de la entidad, que se cumplía con las condiciones detalladas en el Punto 4 del Régimen Cambiario.

El Punto 9 de la Comunicación "A" 7622 establece diversas situaciones que permitirán el acceso al mercado de cambios con anterioridad al plazo de pago autorizado en la declaración SIRA:

- (a) Acceso con fondos originados en una financiación de importaciones de bienes otorgada por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito del exterior. Siempre que el vencimiento de la financiación sea igual o posterior a la fecha estimada de arribo de los bienes al país más el plazo previsto en la declaración SIRA más 15

días corridos.

- (b) Acceso para realizar un pago diferido para cancelar una deuda comercial por la importación de bienes con una entidad financiera del exterior y la fecha de vencimiento de la deuda sea igual o posterior a la fecha estimada de arribo de los bienes al país al momento del otorgamiento de la financiación más el plazo previsto en la declaración SIRA más 15 días corridos.
- (c) El importador cuente con una "Certificación de aumento de las exportaciones de bienes" por el monto por el cual pretende acceder.
- (d) Se trate de pagos de importaciones de bienes realizados por: (i) el sector público nacional; (ii) todas las organizaciones empresariales, cualquiera sea su forma societaria, en donde el Estado Nacional tenga participación mayoritaria en el capital o en la formación de las decisiones societarias; y (iii) los fideicomisos constituidos con aportes del sector público nacional.
- (e) Acceso en forma simultánea con la liquidación de fondos en concepto de anticipos o prefinanciaciones de exportaciones del exterior o prefinanciaciones de exportaciones otorgadas por entidades financieras locales con fondeo en líneas de crédito del exterior, y en la medida que se cumplan las condiciones previstas en los Puntos 9.5.1., 9.5.2., y 9.5.3.
- (f) Se trate de un pago con registro aduanero pendiente por una operación para la cual la presentación de una declaración en el Sistema de Importaciones de la República Argentina ("SIRA") o el Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones (SIMI) no sea un requisito para el registro de ingreso aduanero de los bienes, en la medida que esos bienes queden comprendidos en las situaciones previstas en el Punto 8. de la Comunicación "A" 7622 y se verifiquen las condiciones previstas en cada caso.
- (g) Se trate de un pago de bienes enmarcados en el Régimen de Importaciones para Insumos Destinados a Investigaciones Científico-Tecnológicas de la Ley N° 25.613 que se concreta antes de la fecha mínima de acceso requerida; en la medida que el cliente cuente con el certificado del Registro de Organismos y Entidades Científicas y Tecnológicas ("ROECyT") emitido por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación de la Nación para esos bienes.

Por otro lado, el Banco Central emitió con fecha 4 de mayo de 2023 la Comunicación "A" 7763 estableciendo que las entidades financieras deberán realizar las nuevas verificaciones que se detallan a continuación para poder acceder al mercado de cambios para el pago de importaciones temporales de porotos de soja excluidos p/siembra. En particular, se deberá demostrar que el cliente:

1.1. ha liquidado cobros de exportaciones asociados a la exportación a consumo con despacho de importación temporaria (DIT) con transformación concretada a partir de los bienes importados temporariamente que se abonan, y/o

1.2. liquida simultáneamente cobros anticipados o prefinanciaciones de exportaciones del exterior o prefinanciaciones de exportaciones otorgadas por entidades financieras locales con fondeo en líneas de crédito del exterior, que tengan una fecha de vencimiento que sea igual o posterior a la fecha en que se producirá la exportación de los bienes elaborados a partir de aquellos importados temporariamente que se abonan.

Sumado a ello, mediante Comunicación "A" 7762 emitida con fecha 4 de mayo de 2023, el Banco Central estableció que cuando la moneda consignada en la declaración SIRA o SIRASE, según corresponda, sea la moneda de un país con el cual el BCRA tenga vigente un Acuerdo de Pase Bilateral de Moneda, la entidad deberá verificar como requisito adicional para el acceso al mercado de cambios que el pago se efectúe en la misma moneda que consta en la correspondiente declaración.

A su vez, mediante Comunicación "A" 7766 emitida con fecha 11 de mayo de 2023, el Banco Central estableció que para dar acceso al mercado de cambios en el marco de lo dispuesto en los puntos 8.1. a 8.6. de la Comunicación "A" 7622 y complementarias, relativos al pagos de importaciones de bienes a operaciones asociadas a una declaración SIRA antes del plazo previsto en tal declaración, en la medida que: la operación sea convalidada en el sistema informático "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior" implementado por la AFIP, para cursar pagos con registro de ingreso aduanero pendiente por operaciones respaldadas por declaraciones SIRA oficializadas a partir del 12.5.23, las entidades deberán

adicionalmente constatar que a la correspondiente declaración en estado "SALIDA" se le ha asignado un plazo de 0 días corridos.

A su vez, mediante Comunicación "A" 7770 emitida con fecha 18 de mayo de 2023, el Banco Central dispuso que, siempre y cuando se verifique el cumplimiento de la totalidad de las condiciones detalladas en la norma, se admitirá la aplicación de divisas de cobros de exportaciones de bienes a la cancelación de vencimientos de capital e intereses de las siguientes operaciones entre otras: (i) Financiaciones comerciales por la importación de bienes otorgadas por el proveedor del exterior; (ii) Financiaciones comerciales por la importación de bienes donde los desembolsos en divisas se aplican, neto de gastos, directa e íntegramente al pago a la vista y/o diferido al proveedor del exterior que hayan sido otorgados por una entidad financiera del exterior o agencia de crédito a la exportación del exterior, o una entidad financiera local a partir de una línea de crédito de una entidad financiera del exterior.

Finalmente, mediante Comunicación "A" 7771 emitida con fecha 18 de mayo de 2023, el BCRA estableció que las entidades sólo podrán dar acceso al mercado de cambios para cursar pagos de importaciones de bienes en el marco de lo dispuesto en los puntos 8.1. a 8.6. de la Comunicación "A" 7622 y complementarias, relativos al pagos de importaciones de bienes a operaciones asociadas a una declaración SIRA antes del plazo previsto en tal declaración, en la medida que la operación sea convalidada en el sistema informático "Cuenta Corriente Única de Comercio Exterior" implementado por la AFIP, en la medida que se cumplan las condiciones establecidas en dicha comunicación.

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 se podrá acceder a partir de la fecha de vencimiento, en la medida que se verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos". Se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para precancelar deudas por servicios.

Se requerirá de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para precancelar deudas por servicios. Asimismo, para cursar pagos de servicios a contrapartes vinculadas del exterior será necesaria la conformidad previa del BCRA, salvo para algunas excepciones contempladas en la normativa.

Adicionalmente a lo destacado en los párrafos anteriores, el BCRA emitió el 27 de junio de 2022 la Comunicación "A" 7.532, la cual, conforme fuera enmendada por la Comunicación "A" 7.606 de fecha 15 de septiembre de 2022, incorporó como requisito adicional para las operaciones de clientes alcanzadas por el Sistema Integral de Monitoreo de Pagos al Exterior de Servicios ("SIMPES") o propias de la entidad por los conceptos para los cuales se requiere la declaración en dicho sistema para los clientes, que la entidad solo podrá dar acceso al mercado de cambios en la medida que se verifique alguna de las siguientes condiciones:

- (a) La entidad cuente con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que el monto acumulado, incluyendo el pago que se pretende cursar, de los pagos cursados por el cliente a través del mercado de cambios por los conceptos de servicios alcanzados por la SIMPES, en el año calendario en curso y en el conjunto de las entidades, no supera el monto que surge de considerar los siguientes elementos: (i) la parte proporcional, devengada hasta el mes en curso inclusive, del monto total de los pagos cursados por el importador durante el año 2021 por la totalidad de los conceptos comprendidos. En caso de que el último monto resultase inferior a US\$ 50.000 (cincuenta mil Dólares Estadounidenses), se adoptará este último monto o el límite anual, aquel que sea menor; (ii) menos el monto pendiente a la fecha por cartas de crédito o letras avaladas emitidas a su nombre por entidades financieras locales por la importación de servicios.
- (b) El pago quede encuadrado en los mecanismos previstos en los Puntos 3.18. y 3.19 del Régimen Cambiario.
- (c) El pago corresponda a los Puntos "S08. Prima de seguros" y "S09. Pago de siniestros" del Régimen Cambiario.
- (d) El pago se produzca a partir de los 180 (ciento ochenta) días corridos de la fecha de la prestación efectiva del

servicio.

- (e) El cliente accede en forma simultánea con la liquidación de un nuevo endeudamiento financiero con el exterior con una vida promedio no inferior a los 180 (ciento ochenta) días y como mínimo el 50% del capital tenga vencimiento con posterioridad a la fecha de prestación efectiva del servicio más un plazo de 90 (noventa) días.
- (f) El cliente accede con fondos originados en una financiación de importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito comercial del exterior con una vida promedio no inferior a los 180 (ciento ochenta) días y como mínimo el 50% del capital de la financiación tenga fecha de vencimiento con posterioridad a la fecha de prestación efectiva del servicio más un plazo de 90 (noventa) días.

Cabe destacar que el Punto 3 de la Comunicación "A" 7622 establece que en aquellos casos que para dar acceso al mercado de cambios para realizar pagos por servicios prestados por no residentes se requiera la presentación de una declaración efectuada a través del SIMPES en estado "aprobada", las entidades también podrán aceptar la presentación de una declaración efectuada en el Sistema de Importaciones de la República Argentina y Pagos de Servicios al Exterior ("SIRASE") que revista el mencionado estado.

Finalmente, mediante la Comunicación "A" 7746, el BCRA establece que las entidades requerirán la conformidad previa del BCRA para dar acceso al mercado de cambios a clientes antes de los 60 (sesenta) días corridos desde la fecha de aprobación de la declaración SIRASE cuando la operación corresponda a los siguientes conceptos:

- "S16. Servicios de investigación y desarrollo",
- "S17. Servicios jurídicos, contables y gerenciales",
- "S18. Servicios de publicidad, investigación de mercado y encuestas de opinión pública",
- "S19. Servicios arquitectónicos, de ingeniería y otros servicios técnicos",
- "S22. Otros servicios empresariales".

El requisito de conformidad previa indicado precedentemente no resultará de aplicación en los siguientes casos:

- 1.1. el pago se concrete mediante la realización de un canje y/o arbitraje contra una cuenta local en moneda extranjera del cliente.
- 1.2. el cliente accede en forma simultánea con la liquidación de un nuevo endeudamiento financiero con el exterior para el cual la totalidad del capital tenga vencimiento con posterioridad al plazo indicado.
- 1.3. el cliente accede con fondos originados en una financiación de importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito comercial del exterior y la totalidad del capital de la financiación tenga vencimiento con posterioridad al plazo indicado.

Asimismo, el BCRA establece que, hasta el 31.12.23 y cuando el acreedor sea una contraparte vinculada al deudor, se requerirá la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para pagar servicios de intereses de deudas comerciales por importaciones de bienes y servicios y/o de préstamos financieros con el exterior. Este requisito no resultará de aplicación para las operaciones propias de las entidades financieras locales.

A su vez, con fecha 1 de junio de 2023 el BCRA emitió la Comunicación "A" 7781 a través de la cual se incorpora al punto 9. de la Comunicación "A" 7622, relativo a que las entidades también podrán otorgar acceso al mercado de cambios para realizar pagos de importaciones de bienes a operaciones asociadas a una declaración SIRA antes del plazo previsto en tal declaración, en la medida que el cliente accede al mercado de cambios antes de la fecha mínima de acceso en forma simultánea con la liquidación de fondos originados en un endeudamiento financiero con el exterior, siempre que se cumplan las condiciones detalladas en la presente al momento del otorgamiento.

La entidad deberá previamente al realizar el pedido de conformidad previa al BCRA, verificar el cumplimiento de la totalidad de los restantes requisitos normativos aplicables a la operación.

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.

Régimen de Plan de Refinanciación Obligatorio

El Punto 3.17 del Régimen Cambiario establece que los deudores con vencimientos de capital programado entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023 relativos a (i) endeudamiento financiero externo del sector privado no financiero con un acreedor que no sea una contraparte relacionada con el deudor, (ii) endeudamiento financiero externo por operaciones del deudor y/o (iii) emisiones de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina, denominados en moneda extranjera, de clientes del sector privado o de las propias entidades financieras, debían presentar un plan de refinanciación al BCRA ("Plan de Refinanciación") de acuerdo con los siguientes criterios:

- (a) Los deudores tuvieron acceso al mercado de cambios en las fechas de vencimiento originales para realizar pagos de importes netos de capital que no superaran el 40% de los importes de capital adeudados.
- (b) El saldo del capital deberá ser refinanciado, como mínimo, mediante un nuevo endeudamiento externo con una duración promedio de 2 años.

Asimismo, además de la refinanciación otorgada por el acreedor original, también se computarán los ingresos provenientes de nuevos endeudamientos financieros con el exterior con otros acreedores, siempre que los ingresos obtenidos de los mismos sean transferidos y liquidados a través del mercado de cambios. En el caso de emisiones de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera, también se computarán las nuevas emisiones siempre que se cumplan determinadas condiciones.

Las disposiciones mencionadas no se aplicarán a: (i) los endeudamientos con organismos internacionales o agencias asociadas a los mismos o garantizados por ellos; (ii) los endeudamientos concedidos al deudor por organismos oficiales de crédito o garantizados por ellos; (iii) cuando el importe por el que se solicite el acceso al mercado de cambios para el reembolso del capital de dichos endeudamientos no supere el equivalente a US\$ 2.000.000 por mes calendario, (iv) los endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 2020 y cuyos fondos hayan sido depositados y liquidados en el mercado de cambios; (v) los endeudamientos originados a partir del 1 de enero de 2020 y que constituyan refinanciaciones de vencimientos de capital posteriores a esa fecha, en la medida en que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros establecidos en dicho punto; y (vi) la porción restante de los vencimientos ya refinanciados en la medida en que la refinanciación haya permitido alcanzar los parámetros establecidos en dicho punto.

Sin perjuicio de ello, con fecha 1 de junio de 2023, el BCRA publicó la Comunicación "A" 7782 y estableció que a partir del 2 de junio de 2023, lo previsto en el punto 3.17. de las normas de "Exterior y cambios", relativo a la refinanciación de vencimientos de capital de pasivos en moneda extranjera, resultará también aplicable a los vencimientos de capital de gobiernos locales que correspondan a emisiones de títulos de deuda con registro en el exterior, otros endeudamientos financieros con el exterior o a emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera.

En el caso de vencimientos de las mencionadas operaciones que se registren hasta el próximo 18 de julio, la presentación del plan ante el BCRA podrá concretarse hasta 2 días hábiles antes de la fecha del vencimiento.

Pago anticipado del capital y los servicios del endeudamiento financiero con el exterior:

(1) Se permitirá el acceso al mercado de cambios hasta 45 días corridos antes de la fecha de vencimiento para el pago de capital y servicios de deudas financieras externas o de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera, si el pago anticipado se realiza en virtud de un proceso de refinanciación de la deuda que cumpla con lo establecido en el Punto 3.17 mencionada anteriormente y, adicionalmente, cuando se cumplan todas las condiciones siguientes (i) que el importe de los intereses pagados no supere el importe de los intereses devengados por el endeudamiento refinanciado hasta la fecha de liquidación de la refinanciación, y (b) que el importe acumulado de los vencimientos de capital de la nueva deuda no supere el importe que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda refinanciada.

(2) Se permitirá el acceso al mercado de cambios antes de la fecha de vencimiento para el pago de intereses de deudas financieras extranjeras o de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera, si el pago anticipado se consuma como parte de un proceso de canje de títulos de deuda emitidos por el cliente y se cumplen

todas las condiciones siguientes (i) que el importe pagado antes del vencimiento corresponda a los intereses devengados a la fecha de cierre del canje; (ii) que la vida promedio de los nuevos títulos de deuda sea superior a la vida promedio restante del título canjeado; y (iii) que el importe acumulado de los vencimientos de capital de los nuevos títulos no supere en ningún momento el importe que hubieran acumulado los vencimientos de capital de los títulos canjeados.

(3) Respecto de las amortizaciones de capital programadas con vencimientos entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023: (i) el BCRA considerará finalizado el Plan de Refinanciación establecido en el mismo cuando el deudor acceda al mercado de cambios para pagar el capital en un importe superior al 40% del capital que en ese momento vencía, en la medida en que el deudor liquide moneda en el mercado de cambios a partir del 9 de octubre de 2020, en un monto igual o mayor al exceso sobre dicho 40%, por concepto de (a) endeudamiento financiero con el exterior, (b) emisión de títulos de deuda registrados públicamente en el exterior, (c) emisión de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina y denominados en moneda extranjera que cumplan con las condiciones establecidas en el Punto 3.6.1.3 del Régimen Cambiario, (ii) en el caso de títulos de deuda registrados públicamente en Argentina o en el exterior, emitidos a partir del 9 de octubre de 2020, con una vida promedio no inferior a 2 años, y cuya entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros previstos en el Plan de Refinanciación propuesto, se consideró cumplido el requisito de liquidación en moneda extranjera a los efectos de que se le permita el acceso al mercado cambiario para el servicio de capital e intereses del mismo, y (iii) el deudor cuente con un certificado de incremento de exportaciones emitido de conformidad con el Punto 3.18 del Régimen Cambiario.

En línea con las regulaciones del BCRA, la CNV emitió la Resolución General N° 861/2020 para facilitar la refinanciación de la deuda a través del mercado de capitales. En este sentido, la CNV dispuso que siempre que la emisora pretenda refinanciar deuda a través de una oferta de canje o la integración de nuevas emisiones de títulos de deuda, en ambos casos en canje por o integración con títulos de deuda previamente emitidos por la empresa y colocados en forma privada y/o con créditos preexistentes contra dicha empresa, se considerará cumplido el requisito de colocación a través de oferta pública si la nueva emisión es suscrita de esta manera por los acreedores de la empresa cuyos títulos de deuda sin oferta pública y/o créditos preexistentes representen un porcentaje que no supere el 30% del monto total efectivamente colocado, y el porcentaje restante sea suscrito y pagado en efectivo o en especie por el ofrecimiento de títulos de deuda originalmente colocados mediante oferta pública, u otros títulos de deuda de oferta pública que coticen y/o se negocien en mercados autorizados por la CNV, emitidos por la misma sociedad, por personas que estén domiciliadas en Argentina o en países que no estén incluidos en la lista de jurisdicciones no cooperantes a efectos fiscales, enumeradas en el artículo 24 del Anexo del Decreto N° 862/2019 o cualquiera que lo reemplace en el futuro. Adicionalmente, la Resolución General N° 861 dispuso la obligatoriedad del cumplimiento de ciertas condiciones para considerar cumplido el requisito de oferta pública.

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 a partir del 9 de octubre de 2020, 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 su vida promedio no sea inferior a 2 años y su entrega a los acreedores haya permitido alcanzar los parámetros de refinanciación previstos en el Punto 3.17 del Régimen Cambiario.
- 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.

Pagos de capital en virtud de deudas con contrapartes vinculadas hasta el 31 de diciembre de 2023

Se requiere la conformidad previa del BCRA para acceder al mercado de cambios para realizar pagos al exterior de capital de deudas financieras cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor. Este requisito es aplicable hasta el 31 de diciembre de 2023, de acuerdo con el Punto 3.5.7 del Régimen Cambiario. Asimismo, las deudas comprendidas en este punto continuarán sujetas a la conformidad previa aún en el caso de que fuesen adquiridas por otro acreedor no vinculado con el deudor residente.

La conformidad previa del BCRA no será requerida cuando se trate de operaciones propias de las instituciones financieras locales. Asimismo, la mencionada conformidad tampoco resultará de aplicación cuando el cliente cuente con una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" 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.

El punto 3.5.4 del Régimen Cambiario establece que, en tanto continúe vigente el requisito de obtener conformidad previa para acceder al mercado cambiario para pagar, al vencimiento, el capital de endeudamiento financiero externo del sector privado no financiero cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor, dicho requisito no será aplicable si los fondos han sido ingresados y liquidados a través del mercado cambiario a partir del 2 de octubre de 2020 y la vida promedio del endeudamiento no es menor a 2 años.

Acceso al mercado de cambios para el pago de nuevas emisiones de títulos de deuda

Acceso al mercado de cambios para el pago del capital y los servicios de los títulos de deuda denominados y registrados públicamente en el exterior cuando el deudor haya liquidado a través del mercado de cambios un importe equivalente al valor nominal del endeudamiento en el exterior.

Se considerará cumplido el citado requisito para la porción de títulos de deuda registrados públicamente en el exterior emitidos a partir del 7 de enero de 2021, destinados a refinanciar deuda preexistente mediante la ampliación de su vida promedio, por un importe equivalente al capital refinanciado, y siempre que los nuevos títulos no tengan un calendario de vencimientos del capital dentro de 2 años, por los intereses devengados hasta la fecha de la refinanciación y, los intereses que se devengarían durante los dos primeros años por el endeudamiento refinanciado y/o por el aplazamiento del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían por las cantidades refinanciadas.

Títulos debidamente registrados que están denominados y son pagaderos en moneda extranjera en Argentina

De acuerdo con el Punto 2.5 del Régimen Cambiario, los emisores de deuda residentes tendrán acceso al mercado cambiario para el pago al vencimiento del capital y los intereses de las emisiones de títulos de deuda debidamente registradas que estén denominadas y sean pagaderas en moneda extranjera en Argentina, en la medida en que (i) estén totalmente suscritas en moneda extranjera, y (ii) siempre que el producto de la emisión se liquide previamente a través del mercado cambiario. No obstante, no se exigirá la liquidación del producto de la emisión como condición para el futuro acceso al mercado de cambios, siempre que se cumplan determinadas condiciones (es decir, que el producto se deposite en cuentas bancarias locales denominadas en moneda extranjera dentro del plazo establecido para la liquidación del producto, y que el producto se aplique simultáneamente a operaciones para las cuales el acceso al mercado de cambios

sería autorizado, y que el mecanismo sea neutral desde el punto de vista fiscal, entre otras).

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 u operaciones con derivados (con algunas excepciones expresamente establecidas) por hasta US\$ 200 (a través de débitos en cuentas bancarias locales) o US\$ 100 (en efectivo) por persona por mes a través de todas las entidades de cambio autorizadas. Si el acceso implica una transferencia de los fondos al exterior, la cuenta de destino debe ser una cuenta de propiedad de la misma persona.

En todos los casos, se aplican los requisitos generales detallados en el punto "–Disposiciones específicas sobre el acceso al mercado de cambios–Requisitos generales".

Las compras en Pesos realizadas en el exterior con tarjeta de débito y los montos en moneda extranjera adquiridos por personas humanas en el Mercado de Cambios a partir del 1 de septiembre de 2020, para el pago de obligaciones entre residentes en el marco del Punto 3.6 del Régimen Cambiario, incluyendo los pagos por compras con tarjeta de crédito en moneda extranjera, se deducirán, a partir del mes calendario siguiente, del cupo mensual de US\$ 200. Si el importe de dichas compras supera la cuota disponible para el mes siguiente o dicha cuota ya ha sido absorbida por otras compras realizadas desde el 1 de septiembre de 2020, dicha deducción se realizará de las cuotas de los meses siguientes hasta completar el importe de dichas compras.

La entidad correspondiente verificará en el sistema en línea implementado por el BCRA si la persona no ha alcanzado los límites fijados para el mes calendario correspondiente o no los ha superado en el mes calendario anterior y, por lo tanto, está habilitada para realizar la operación de cambio, y solicitará al cliente que presente una declaración jurada en la que conste que dicha persona no es beneficiaria de ningún "Créditos a tasa cero" contemplado en el artículo 9 del Decreto N° 332/2020 y sus modificatorias, "Créditos a tasa subsidiada para empresas" y/o "Créditos a tasa cero cultura".

Adicionalmente, se destaca que mediante la Comunicación "A" 7.606 el BCRA estableció que las personas usuarias de los servicios públicos que solicitaron y obtuvieron el subsidio en las tarifas derivadas del suministro de gas natural por red y/o energía eléctrica, como así también aquellas que lo hubieran obtenido de manera automática, y las que mantengan el subsidio en las tarifas de agua potable, no podrán mientras mantengan el mencionado beneficio: (i) acceder al mercado de cambios para realizar compras de moneda extranjera por parte de personas humanas para la formación de activos externos de residentes, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados, en los términos del Punto 3.8. de las normas sobre "Exterior y cambios"; ni (ii) realizar las operaciones enunciadas en el Punto 4.3.2. de las normas de "Exterior y cambios".

Finalmente, a través de la Comunicación "A" 7.609 el BCRA estableció, con vigencia a partir del 20 de septiembre de 2022,

que los clientes 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.

Acceso al mercado de cambios por parte de otros residentes -excluidas las entidades- para la formación de activos extranjeros y para las operaciones de derivados

De acuerdo con el Punto 3.10 del Régimen Cambiario, el acceso al mercado de cambios para la constitución de activos extranjeros y para las operaciones de derivados por parte de gobiernos locales, fondos de inversión, otras universalidades establecidas en Argentina, requiere la autorización previa del BCRA.

Acceso al mercado de cambios por parte de los fideicomisos de garantía para el pago de capital e intereses

De acuerdo con el Punto 3.7 del Régimen Cambiario, los fideicomisos de garantía argentinos creados para garantizar los pagos de capital e intereses de los deudores residentes pueden acceder al mercado de cambios para realizar dichos pagos a su vencimiento programado, en la medida en que, de acuerdo con la normativa vigente aplicable, el deudor hubiera tenido acceso al mercado de cambios para realizar dichos pagos directamente. Asimismo, bajo ciertas condiciones, un fiduciario puede acceder al mercado de cambios para garantizar determinados pagos de capital e intereses de la deuda financiera en el exterior y anticipar el acceso al mismo.

Operaciones con derivados

El Punto 3.12 del Régimen Cambiario exige que, a partir del 11 de septiembre de 2019, la liquidación de las operaciones de futuros en mercados regulados, "forwards", opciones y cualquier otro tipo de derivados celebrados en el país, se realice en Pesos.

Asimismo, se permitirá el acceso al mercado de cambios para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, según corresponda, en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, siempre que dichas garantías no cubran riesgos superiores a los pasivos externos contraídos por el deudor a la tasa de interés del riesgo que se está cubriendo a través de dicha operación. El cliente que acceda al mercado local mediante este mecanismo deberá designar una institución autorizada para operar en el mercado de cambios que hará el seguimiento de la operación y presentará una declaración jurada comprometiéndose a repatriar y liquidar los fondos que le correspondan como consecuencia de dicha operación o como consecuencia de la liberación del dinero de la garantía, dentro de los 5 días hábiles siguientes a la fecha en que se produzca dicho pago o liberación.

Pago de utilidades y dividendos

Conforme a el Punto 3.4 del Régimen Cambiario, el acceso al mercado de cambios para el giro de divisas al exterior en concepto de pago de dividendos y utilidades a accionistas no residentes está sujeto a la conformidad previa del BCRA, salvo que se cumplan los siguientes requisitos:

- i. Los dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.
- ii. El monto total abonado a los accionistas no residentes no deberá superar el monto en Pesos que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas.
- iii. De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos por las operaciones involucradas.
- iv. La empresa encuadra dentro de alguna de las siguientes situaciones y cumple todas las condiciones estipuladas en cada caso:
 - (a) Registra aportes de inversión directa liquidados a partir del 17 de enero de 2020. En cuyo caso, (i) el monto total de transferencias que se cursen en el mercado de cambios para el pago de dividendos a

accionistas no residentes no podrá superar el 30% del valor total de los aportes de capital realizados en la empresa local correspondiente que hayan entrado y se hayan liquidado a través del mercado de cambios a partir del 17 de enero de 2020: (ii) el acceso sólo se concederá una vez transcurrido un plazo no inferior a treinta días corridos a partir de la fecha de liquidación del último aporte de capital que se tenga en cuenta para determinar el mencionado tope del 30% del capital; y (iii) se deberá acreditar la capitalización definitiva de los aportes de capital o, en su defecto, se deberá acreditar la presentación del trámite de inscripción del aporte de capital ante el Registro Público. En este caso, la acreditación de la capitalización definitiva deberá realizarse dentro de los 365 días corridos siguientes a la fecha de la presentación inicial ante el Registro Público.

- (b) Utilidades generadas en proyectos enmarcados en el Plan GasAr. En este caso, (i) las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el Plan GasAr establecido en el artículo 2 del Decreto Nº 892/2020; (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.

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. Todas las demás operaciones de canje y de arbitraje pueden ser realizadas por los clientes sin la conformidad previa del BCRA en la medida en que estarían permitidas sin necesidad de dicha conformidad de acuerdo con otras regulaciones cambiarias. Esto también se aplica a los depositarios comunes locales de valores con respecto a los

ingresos recibidos en moneda extranjera como pagos de capital e intereses de valores en moneda extranjera pagados en Argentina.

Si la transferencia se realiza en la misma moneda en la que está denominada la cuenta, la institución financiera abonará o cargará el mismo importe que el recibido o enviado del extranjero. Cuando la institución financiera cobre una comisión o tarifa por estas operaciones, se instrumentará en una partida específicamente designada.

Operaciones con títulos valores

De acuerdo con la Resolución General N° 895/2021 de la CNV, se podrán realizar ventas de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera, siempre que se respete un plazo mínimo de tenencia de 2 días hábiles a partir de la fecha de su acreditación en el agente depositario. Con respecto a las ventas de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local, el período mínimo de tenencia será de 1 día hábil a partir de la fecha de su acreditación en el agente depositario. Estos plazos mínimos de tenencia no serán aplicables en el caso de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera.

Asimismo, las transferencias de valores negociables a depositarios extranjeros adquiridos con Pesos Argentinos deberán cumplir con un período mínimo de tenencia de 2 días hábiles contados a partir de la fecha de depósito de dichos valores negociables, salvo que dicha acreditación resulte de una colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o 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.

Mediante las Resoluciones N° 907 y 911 de 2021, la CNV estableció un límite para la concertación de operaciones, en el segmento de concurrencia de ofertas con “prioridad precio-tiempo” (“PPT”), de compraventa de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en Dólares Estadounidenses emitidos por la República Argentina bajo Ley Local. Además, se estableció como requisito previo para concertar operaciones con valores negociables con liquidación en moneda extranjera que no se hayan realizado ventas con liquidación en moneda extranjera, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo, de valores negociables nominados y pagaderos en Dólares Estadounidenses, emitidos por la República Argentina bajo ley local, en los 30 días previos y comprometerse a no hacerlo en los 30 días corridos subsiguientes. Sin embargo, estas dos resoluciones fueron derogadas el 4 de marzo de 2022, mediante la Resolución General N° 923 de la CNV.

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 GasAr.
- 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.

El Punto 3.13.2 del Régimen Cambiario establece que las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios sin la conformidad previa del BCRA, para la repatriación de inversiones directas realizadas por no residentes hasta el monto de los aportes de inversiones directas liquidadas en el mercado de cambios a partir del 16 de noviembre de 2020 siempre que se cumplan todas las condiciones siguientes:

- i. La entidad dispone de documentación que acredita la entrada efectiva de la inversión directa en la empresa residente.
- ii. El acceso se produce no antes de dos años a partir de la fecha de liquidación en el mercado de cambios de la operación que cumple los requisitos para ser incluida en este punto.
- iii. En el caso de reducción de capital y/o devolución de aportes irrevocables efectuados por la empresa local, la institución cuenta con la documentación que acredite el cumplimiento de los mecanismos legales pertinentes y haya verificado que el pasivo externo en Pesos generado a partir de la fecha de no aceptación del aporte irrevocable o de la reducción

de capital, según corresponda, haya sido declarado en la última presentación debida bajo el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.

En todos los casos, la institución deberá contar con la documentación que le permita verificar la autenticidad de la operación a tramitar, que los fondos fueron utilizados para financiar proyectos comprendidos en el ámbito de dicho plan y el cumplimiento de los demás requisitos establecidos en el Régimen Cambiario.

Disposiciones especiales para el Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones establecido por el Decreto N° 234/2021

El 7 de abril de 2021, mediante el Decreto N° 234/2021 se estableció un nuevo Régimen de Fomento de Inversión para las Exportaciones ("Régimen de Fomento"), con el objetivo, entre otros, de incrementar las exportaciones de bienes y promover el desarrollo económico sostenible. El Ministerio de Economía y el Ministerio de Desarrollo Productivo serán las autoridades de aplicación del Régimen de Fomento.

El Régimen de Fomento abarca inversiones destinadas a nuevos proyectos productivos en, entre otras, actividades forestales, mineras, hidrocarburíferas, manufactureras y agroindustriales, así como la ampliación de unidades de negocio existentes, que requieran inversiones para aumentar su producción. Los beneficios del Régimen de Fomento no aplican a commodities como el trigo, el maíz, la soja y el biodiesel, entre otros. Si bien los entes reguladores podrán incluir y/o excluir actividades del Régimen de Fomento, el Decreto establece que no se afectarán los derechos adquiridos.

Los requisitos son los siguientes:

- i. Pueden presentarse tanto personas jurídicas como físicas, residentes o no residentes.
- ii. Presentación de un "Proyecto de Inversión para la Exportación" consistente en una inversión directa mínima de US\$ 100.000.000.
- iii. Cumplir con los términos y condiciones de los proyectos presentados y aprobados por los reguladores.
- iv. No podrán postularse al Régimen de Fomento las personas físicas y jurídicas cuyos representantes o directores hayan sido condenados por ciertos delitos con penas de prisión y/o inhabilitación por un tiempo determinado, las personas físicas y jurídicas que tengan deudas tributarias o previsionales vencidas e impagas, o a las que se les haya impuesto el pago de impuestos, tasas, multas o recargos por resolución judicial o administrativa firme en materia aduanera, cambiaria, tributaria o previsional, y las personas que hayan incumplido, sin justificación, sus obligaciones en relación con otros regímenes de promoción.

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

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

En aquellos casos en los que los proyectos incluidos en el Régimen contemplen inversiones superiores a US\$ 500.000.000, los beneficiarios podrán optar por acceder a un beneficio ampliado por cada año en el que no se haya utilizado el beneficio previsto anteriormente.

En el caso de los proyectos que supongan inversiones entre US\$ 500.000.000.000 y US\$ 1.000.000.000, por cada año en el que no se haya utilizado el beneficio, podrán disfrutar, durante 2 años consecutivos, de una cantidad de aplicación libre equivalente al doble del porcentaje previsto anteriormente.

El cálculo del beneficio se hará sobre las divisas obtenidas por las exportaciones relacionadas con el proyecto durante el

año en que se utilice el beneficio ampliado.

El importe del beneficio de libre aplicación no podrá superar un máximo anual equivalente al 40% del importe bruto de las divisas efectivamente ingresadas por el beneficiario en el mercado de cambios para financiar el desarrollo del proyecto, en el momento de hacer uso del mismo.

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

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.

Anticipo de operaciones cambiarias

Las entidades autorizadas a operar en cambios deberán remitir al Banco Central, al cierre de cada jornada y con una antelación de 2 días hábiles, la información sobre las operaciones de egresos que impliquen un acceso al mercado de cambios por un monto diario que sea igual o superior al equivalente a US\$ 10.000 (diez mil Dólares Estadounidenses) para cada uno de los 3 (tres) días hábiles contados a partir del primer día informado.

En este sentido, los clientes de las entidades autorizadas deberán informar a las mismas con la antelación necesaria para que dichas entidades puedan dar cumplimiento al presente régimen informativo y, de esta manera, en la medida que simultáneamente se cumplan los restantes requisitos establecidos por las normas cambiarias, dar curso a las operaciones de cambio.

Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes

El punto 3.16.5 del T.O. Comunicación 7490 establece el "Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes". Las personas humanas y jurídicas consideradas sujetos obligados deberán cumplimentar el "Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes" a través del aplicativo establecido a tal efecto.

Las entidades deberán contar con la conformidad previa del Banco Central para dar curso a aquellas operaciones que correspondan a egresos por el mercado de cambios –incluyendo aquellas que se concreten a través de canjes o arbitrajes de los sujetos obligados a cumplimentar el "Registro de información cambiaria de exportadores e importadores de bienes" cuyo trámite conste como "No inscripto".

Este requisito no resultará de aplicación para el acceso al mercado para las cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra.

Comisión Nacional de Valores

R.G CNV 843/2020

El 19 de junio de 2020 la CNV emitió la Resolución General 843 que establece un número de medidas complementarias a la RG CNV 841, que se enumeran a continuación: (i) se estableció un plazo mínimo de tenencia por cinco días hábiles, desde el crédito a la subcuenta del custodio local, para valores de entidades depositarias del exterior y acreditado con el custodio

local para ser aplicado a la liquidación de transacciones denominadas en moneda extranjera; (ii) Consumación y liquidación de operaciones en moneda local con valores admitidos a cotización y/o negociación Argentina, por subcuentas de cartera propia mantenidas por agentes registrados y otros sujetos bajo supervisión de la CNV, podrá realizarse en mercados autorizados y/o cámaras de compensación inscritas en la CNV únicamente; y (iii) que (a) en aquellos casos donde en la consumación local de transacciones con liquidación en moneda extranjera y en consumación de transacciones en mercados extranjeros como cliente, a través de subcuentas mantenidas por agentes registrados, el número vendido en La conexión con cualquier valor excederá la cantidad comprada, si de ello se derivan fondos en exceso, al menos 90% de dicho exceso a operaciones de compra de valores en moneda extranjera consumadas en el local regulado mercado y/o compras en mercados extranjeros como cliente, y (b) cuando la compensación implique compra y venta transacciones como cliente en mercados extranjeros, los agentes registrados deben informar, en forma de declaración jurada mensual y para cada una de las subcuentas involucradas, fecha de consumación/liquidación, contraparte, clase, monto y precio, detallado y agrupado según fecha de consumación, justificando que al cierre de cada semanario período, el monto neto resultante de dicha liquidación más las ventas al exterior como cliente, no ha superado el compras con liquidación en el mercado local más compras de valores en el exterior. Dichos documentos de respaldo deben ser enviado a la CNV por los mercados y debe ser relevado en el momento en que se realicen las auditorías en relación con agentes registrados.

R.G. CNV 856/2020

De acuerdo con la Resolución General N ° 856 emitida por la CNV el 15 de septiembre de 2020, se realizaron cambios y la implementación de otras medidas complementarias a los términos en las Resoluciones Generales No. 841 y 843, incluyendo, pero no limitado a: (i) eliminar el término para el mantenimiento de valores, permitiendo que aquellas personas humanas que adquieran activos en moneda extranjera no tengan que observar un plazo de permanencia de la cartera, independientemente de si la liquidación sea en moneda extranjera o en Pesos; (ii) fijar un plazo mínimo de permanencia de quince (15) días hábiles para transferir valores adquiridos mediante liquidación en moneda local, a entidades depositarias del exterior, a partir del fecha en la que se acredita al Agente Depositario; (iii) establecer un plazo mínimo de permanencia de quince (15) días hábiles, para que los valores transferidos de depositarios del exterior a depositarios en Argentina sean utilizado en la liquidación de transacciones en moneda local; (iv) especificar que las transacciones consumadas en los mercados desde el exterior como cliente por subcuentas en poder de los Agentes registrados deben realizarse exclusivamente en mercados autorizados y regulados por una autoridad gubernamental, que no forman parte de países no cooperantes para fines de transparencia de conformidad con el artículo 24 del Anexo del Decreto No. 862/2019; y (v) las restricciones vigentes En relación al plazo de permanencia de los valores, será de aplicación tanto a las personas humanas como jurídicas.

R.G. CNV 861/2020

El 8 de octubre de 2020 la CNV emitió la Resolución General 861/2020 en dónde fueron aprobadas reglamentos relacionados con el refinanciamiento de deuda privada mediante oferta de canje o pago de nuevas emisiones de pagarés. Para cumplir con el requisito de colocación de oferta pública, se estableció que: (i) la nueva emisión debe ser suscrita por los acreedores de la empresa cuyas notas sin oferta pública y/o reclamaciones preexistentes representan un porcentaje que no exceda del 30% del monto total efectivamente colocado; y (ii) el porcentaje restante debe ser suscrito y pagado en efectivo o mediante un pago en especie entregando notas originalmente colocadas a través del oferta, siempre que la emisión sea suscrita y pagada por personas domiciliadas en Argentina o en cualquier otro país que no han sido incluidos en la lista de jurisdicciones que no cooperaron a efectos de transparencia fiscal. Además, en aras de la transparencia del proceso, se establece que es obligatorio poner a disposición de los CNV los documentos que acrediten la existencia de valores sujetos a canje, otros reclamos, condición, valor y registros contables de los mismos, gestiones de colocación y adjudicación de estos en el marco del proceso de colocación. Asimismo, la Resolución 861/2020 determina las pautas para calcular el porcentaje máximo del 30% que puede estar representado por las nuevas notas con notas privadas y/o reclamos preexistentes.

Por otro lado, en aquellos casos en los que la reestructuración se lleve a cabo mediante un acuerdo preventivo extrajudicial o procedimientos de reorganización, se considera cumplido el requisito de oferta pública en aquellos casos en los que los pagarés objeto de reestructuración hayan sido colocados en oferta pública de conformidad con las regulaciones aplicables.

Por último, prevé la reducción del plazo de divulgación de un día hábil para cuestiones dirigidas exclusivamente a inversores calificados, salvo emisiones destinadas al refinanciamiento de deuda sin oferta pública.

R.G. CNV 835/2020

El 23 de abril de 2020 la CNV emitió la Resolución General N° 835/2020 mediante la cual modificó las limitaciones en materia de liquidez y disponibilidades aplicables a los FCI abiertos (excepto los denominados “*money market*”):

1) Todos los fondos en general puedan mantener hasta el 100% (cien por ciento) del patrimonio neto en Pesos o cuotapartes de fondos *money market*.

2) Aquellos FCI denominados en moneda extranjera, puedan mantener hasta el 100% (cien por ciento) del patrimonio neto en tal moneda, tanto en cuentas locales o del exterior.

3) Aquellos FCI denominados en moneda extranjera pero que poseen cuotapartes que se suscriben en Pesos, pueden mantener hasta el 25% del patrimonio neto en la moneda del fondo, tanto en cuentas locales como del exterior. Esta limitación no alcanza a aquellos FCI autorizados en el marco del blanqueo dispuesto por la Ley 27.260 ni a los montos depositados correspondientes a cuotapartistas no incluidos bajo los Decretos 596/19 y 141/20.

Por otro lado, aquellos FCI en Pesos que tengan divisas como activo de inversión, sólo podrán invertir en ellas hasta el 25% de su patrimonio neto, debiendo estar depositadas en cuentas locales o del exterior. Esta limitación no alcanza a los montos depositados correspondientes a cuotapartistas no incluidos bajo los Decretos 596/19 y 141/20.

R.G. CNV 836/2020

El 28 de abril de 2020, la CNV emitió la Resolución General Nro. 836/2020, la cual tiene como finalidad establecer que los FCI denominados en moneda de curso legal, deberán invertir, al menos, el 75% del patrimonio del mismo en instrumentos financieros y valores negociables emitidos en el país exclusivamente en dicha moneda de curso legal.

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 N°391/2020 (modificado por el Decreto N°404/2020) 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 895/2021

El 8 de julio de 2021, la CNV emitió la Resolución General 895/2021, mediante la cual se reduce el período de permanencia mínimo a dos días hábiles para:

- i) Valores negociables con liquidación en moneda extranjera, previo a su venta en jurisdicción extranjera.
- ii) Valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional, previo a su transferencia a entidades depositarias del exterior; y

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

- iii) Valores negociables provenientes de entidades depositarias del exterior, previo a su venta con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera

Asimismo, la CNV agregó límites a la cantidad nómima de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en Dólares Estadounidenses emitidos por la República Argentina vendidos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio-tiempo, para operaciones que no sean de la cartera propia de los agentes. Se aclara que por Criterio Interpretativo N°75, la CNV estableció que las Subcuentas Comitentes por parte de las subcuentas alcanzadas por lo dispuesto en el artículo 6° del Capítulo V del Título VI (“cartera propia”) y que asimismo revistan el carácter de inversores calificados conforme lo normado en el artículo 12 del Capítulo VI del Título II, deben cumplir con límites a la cantidad nominal de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en Dólares Estadounidenses emitidos por la República Argentina bajo ley extranjera vendidos con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera.

R.G CNV 898/2021

El 12 de agosto de 2021, la CNV emitió la Resolución General 898/2021 mediante la cual se establecen limitaciones al alcance del objeto social de los Agentes de Liquidación y Compensación (ALYC). Se observa la necesidad de establecer limitaciones al desarrollo de aquellas actividades no fiscalizadas por la CNV y ajenas al ámbito financiero que incrementan el riesgo operativo de los ALYC, específicamente para quienes actúan en la gestión y transferencia de fondos vinculados a las operaciones realizadas en el marco del Mercado de Capitales. Se establecen tres categorías de ALYC:

- (i) Agente de liquidación y compensación – integral: cuando intervienen en la liquidación y compensación de operaciones (colocación primaria y negociación secundaria), registradas tanto para la cartera propia como para sus clientes y además deciden ofrecer el servicio de liquidación y compensación de operaciones a otros agentes de negociación (AN) registrado.
- (ii) Agente de liquidación y compensación – propio: cuando solamente intervienen en la liquidación y compensación de operaciones (colocación primaria y negociación secundaria) registradas por ellos, tanto para cartera propia como para sus clientes
- (iii) Agente de liquidación y compensación – participante directo: cuando su actuación se limita exclusivamente a registrar operaciones en contratos de futuros y contratos de opciones sobre futuros, negociados en mercados bajo supervisión de este Organismo por cuenta propia y con fondos propios

El artículo 3 da un plazo de 120 días corridos contados a partir de la entrada en vigencia de la Resolución General para i) acreditar el inicio del trámite de reforma del objeto social; ii) solicitar el cambio de la categoría en la cual se encuentran inscriptos; o iii) solicitar la cancelación de inscripción en la categoría de ALYC.

R.G CNV 923/2022

El 3 de marzo de 2022, la CNV emitió la Resolución General 923/2022 mediante la cual derogó los artículos 6 y 6 BIS del Capítulo V del Título XVIII de las Normas de la CNV, eliminando así el cupo semanal de 50.000 Valores Nominales para la liquidación de títulos de deuda soberanos denominados en dólares bajo legislación local en moneda extranjera y estableciendo que la concertación y liquidación de títulos de deuda soberanos denominados en dólares bajo legislación local en moneda extranjera no supondrá restricciones sobre otras operatorias en mercados regulados.

RG CNV 924/2022

El 11 de marzo de 2022, la CNV emitió la Resolución General 924/2022 mediante la cual crea una nueva subcategoría de ALyC, identificada como Agente de Liquidación y Compensación Integral Agroindustrial ("ALyC I AGRO"), particularmente orientada a aquellos Agentes que desarrollan, de manera simultánea y específica, actividades agropecuarias y/o agroindustriales; alineando esta nueva propuesta normativa con las exigencias impuestas por la R.G CNV 898/2021. Adicionalmente, se establecen los requisitos generales y las pautas de actuación de esta nueva subcategoría.

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 957/2023

Mediante Resolución General 957/2023 emitida el 10 de abril del 2023, la CNV estableció que para dar curso a operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera debe observarse un plazo mínimo de tenencia de dichos valores negociables en cartera de un (1) día hábil en el caso de Valores Negociables emitidos bajo ley argentina y tres (3) días hábiles en el caso de valores negociables emitidos bajo ley extranjera, ambos plazos contados a partir de su acreditación en el Agente Depositario Central de valores negociables. Estos plazos mínimos de tenencia no serán de aplicación cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción extranjera. A su vez, en el caso de operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local el plazo mínimo de permanencia en cartera a observarse será de un (1) día hábil a computarse de igual forma. Estos plazos mínimos de tenencia no serán de aplicación cuando se trate de compras de valores negociables con liquidación en moneda extranjera.

R.G CNV 959/2023

Mediante Resolución General 959/2023 emitida el 01 de mayo de 2023, la CNV dispuso la implementación de nuevos límites para las operaciones de compra-venta de valores negociables de renta fija, nominados y pagaderos en dólares emitidos por la República Argentina. A su vez, se aprobaron limitaciones para quienes tengan posiciones tomadoras en cauciones y/o pases y pretendan realizar operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera. Por último, se dispuso que tanto los agentes de Liquidación y Compensación como los de Negociación no podrán dar curso ni liquidar operaciones de venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera -en jurisdicción local y extranjera- correspondientes a clientes ordenantes (mientras mantengan posiciones tomadoras en cauciones y/o pases, cualquiera sea la moneda de liquidación).

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 962/2023

Mediante Resolución General 962/2023 emitida el 23 de mayo de 2023, la CNV modificó las condiciones para contabilizar los límites de las carteras propias de agentes para las operaciones de compra venta de valores negociables de renta fija denominados y pagaderos en dólares emitidos por la República Argentina.

Además de considerar el cómputo establecido en la Resolución General N° 959 en cada jornada de concertación, se incorpora la apertura por cada plazo de liquidación de operaciones.

También establecen que los agentes podrán cursar órdenes para concertar operaciones con liquidación en moneda extranjera o para transferir valores negociables desde o hacia agentes depositarios del exterior, sólo si durante los 15 días corridos anteriores, el cliente no concretó operaciones de venta de valores negociables de renta fija nominados y pagaderos en dólares estadounidenses emitidos por la República Argentina bajo ley local y/o extranjera, con liquidación en moneda extranjera, en el segmento de concurrencia de ofertas con prioridad precio tiempo y, asimismo, que exista manifestación fehaciente de no hacerlo en los 15 días corridos subsiguientes.

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 965/2023

Mediante Resolución General 965/2023 emitida con fecha 22 de junio de 2023, la CNV habilitó la negociación de valores negociables en yuanes RMB. Por esta razón, readecúa las disposiciones para las operaciones de compraventa de valores negociables incorporando a lo dispuesto en el art. 5° Bis del Capítulo V del Título XVIII la obligatoriedad de que la cantidad de valores nominales vendidos con liquidación en Yuanes RMB y en cualquier jurisdicción no sea superior a la cantidad de valores nominales comprados con liquidación en moneda extranjera y en cualquier jurisdicción, en la misma jornada de concertación de operaciones, para cada plazo de liquidación y por cada subcuenta comitente.

R.G CNV 967/2023

Mediante Resolución General 967/2023 emitida con fecha 29 de junio de 2023, la CNV modificó el marco normativo aplicable a los Agente de Negociación en relación a ciertos aspectos operativos respecto de aquellos agentes que desarrollan, de manera simultánea, actividades de corretaje de granos, agropecuarias y agroindustriales en general y/o accesorias a éstas, de forma tal de alinear esta nueva propuesta normativa con las exigencias impuestas por la Resolución General N° 924 y, al mismo tiempo, reforzar los objetivos de control y supervisión de tales Agentes por parte del organismo.

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.

Régimen Penal Cambiario

Todas las operaciones que no se ajusten a lo dispuesto en la normativa cambiaria, se encuentran alcanzadas por el régimen penal cambiario previsto en la Ley N° 19.359 y sus modificatorias.

Para un detalle de la totalidad de las regulaciones cambiarias y al ingreso de capitales y vigentes al día de la fecha, se sugiere a los inversores consultar con sus asesores legales y dar una lectura completa a la normativa mencionada, junto con sus reglamentaciones y normas complementarias, a cuyo efecto los interesados podrán consultar las mismas en el sitio web del Ministerio de Economía (www.economia.gov.ar) o el Banco Central (www.bcra.gov.ar), según corresponda.

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 aconseja a los compradores potenciales de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos sobre las consecuencias derivadas de una inversión en las Obligaciones Negociables conforme a las leyes impositivas de su país de residencia (incluyendo Argentina).

I. Impuesto a las Ganancias

a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

La sanción de la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (la “Ley de Solidaridad”) reestableció las exenciones previstas en los puntos 3 y 4 del Artículo 36 bis de la Ley N° 23.576 (la “Ley de Obligaciones Negociables”). En efecto, en la actualidad resultan exentos (i) los resultados por venta u otra forma de disposición de las Obligaciones Negociables y (ii) los intereses de las Obligaciones Negociables para las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina, en ambos supuestos en la medida en que cumplan con las condiciones establecidas en el Artículo 36 de Ley de Obligaciones Negociables (las “Condiciones del Artículo 36”).

De no cumplirse con las Condiciones del Artículo 36, los intereses no amparados por la mencionada exención tributarán el impuesto a las ganancias (el "IG") según la escala progresiva del Artículo 94 de la Ley del Impuesto a las Ganancias ("LIG"), cuya alícuota marginal máxima asciende al 35%. Por su parte, los resultados por venta u otras formas de disposición de las Obligaciones negociables resultarán también gravados por el IG a la alícuota del 5% sobre la ganancia neta en caso de Obligaciones Negociables en moneda nacional sin cláusula de ajuste o del 15 % sobre la ganancia neta en caso de Obligaciones Negociables en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera.

En igual sentido, el artículo 32 de la Ley de Solidaridad derogó a partir del período fiscal 2020, el Artículo 95 y parte de las disposiciones del Artículo 96 de LIG que establecían para los ejercicios fiscales o años fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018 un impuesto cedular a la renta financiera aplicable al rendimiento producto de la colocación de capital en valores (e.g. intereses derivados de obligaciones negociables) así como a los intereses o rendimientos y descuentos o primas de emisión.

Asimismo, el artículo 33 de la Ley de Solidaridad restableció, entre otras cuestiones, la vigencia de las exenciones derogadas por los incisos b), c) y d) del Artículo 81 de la Ley N° 27.430 de Reforma Tributaria (la "*Ley de Reforma Tributaria*"), sin que resulte de aplicación lo dispuesto en el 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 Autónoma 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). En virtud de ello, las ganancias derivadas del cobro de los intereses de las Obligaciones Negociables, así como los resultados provenientes de operaciones de compraventa, canje, permuta, conversión o disposición de las Obligaciones Negociables que cumplan con las Condiciones del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables se encontrarán exentos para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina.

Además, el Artículo 34 de la Ley de Solidaridad, con aplicación a partir del período fiscal 2020, 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 Comisión Nacional de Valores, sin que resulte de aplicación el citado Artículo 109 de la LIG.

Adicionalmente, se destaca que, de acuerdo con 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 h) del artículo 26 de la LIG.

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, incorporando un artículo a continuación del Artículo 80 del Decreto Reglamentario de la 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) como así también al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas comprendidas en los términos del Artículo 2° de la Ley N° 24.467 y sus modificatorias. También quedan comprendidos en dicho beneficio aquellos instrumentos adquiridos en mercados autorizados por la CNV, bajo segmentos que aseguren la prioridad precio tiempo y por interferencia de ofertas, destinados al financiamiento de las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas antes mencionadas. Por su parte, la CNV dictó la Resolución General N° 917/2021 por medio de la cual reglamentó la aplicación de las disposiciones de la Ley N° 27.638 y del Decreto N° 621/2021 estableciendo a tal efecto, entre otras cuestiones, el listado de los instrumentos en moneda nacional comprendidos en la exención establecida en el inciso h) del Artículo 26 de la LIG.

b) Entidades Argentinas

En lo que refiere a los intereses y ganancias de capital que obtengan los sujetos comprendidos en el Título VI de la LIG (en

general: (i) las sociedades anónimas —incluidas las sociedades anónimas unipersonales—, (ii) las sociedades en comandita por acciones, en la parte que corresponda a los socios comanditarios, (iii) las sociedades por acciones simplificadas del Título III de la Ley N°27.349, constituidas en el país, (iv) las sociedades de responsabilidad limitada, (v) las sociedades en comandita simple y la parte correspondiente a los socios comanditados de las sociedades en comandita por acciones, en todos los casos cuando se trate de sociedades constituidas en el país, (vi) las asociaciones, fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas, constituidas en el país, en cuanto no corresponda por la LIG otro tratamiento impositivo, (vii) las sociedades de economía mixta, por la parte de las utilidades no exentas del impuesto, (viii) las entidades y organismos a que se refiere el Artículo 1 de la Ley N°22.016, no comprendidos en los apartados precedentes, en cuanto no corresponda otro tratamiento impositivo en virtud de lo establecido por el Artículo 6 de dicha ley; (ix) los fideicomisos constituidos en el país conforme a las disposiciones del Código Civil y Comercial de la Nación, excepto aquellos en los que el fiduciante posea la calidad de beneficiario (la excepción no será de aplicación en los casos de fideicomisos financieros o cuando el fiduciante- beneficiario sea un sujeto comprendido en el Título V de la LIG); (x) los fondos comunes de inversión constituidos en el país, no comprendidos en el primer párrafo del Artículo 1 de la Ley N°24.083 y sus modificaciones, (xi) las sociedades incluidas en el inciso b) del Artículo 53 de la LIG y los fideicomisos comprendidos en el inciso c) del mismo artículo que opten por tributar conforme a las disposiciones aplicables a las sociedades de capital cumpliendo los requisitos exigidos para el ejercicio de esa opción), (xii) las derivadas de establecimientos permanentes definidos en el Artículo 22 de la LIG, y (xiii) toda otra clase de sociedades o empresas unipersonales constituidas en el país, los comisionistas, rematadores, consignatarios y demás auxiliares de comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría del IG (las “Entidades Argentinas”) tenedoras de Obligaciones Negociables, dichos intereses y/o resultados por compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables estarán alcanzados por el IG.

Por medio de la Ley N° 27.630, se modifica la alícuota corporativa dispuesta en el Artículo 73 de la LIG, estableciéndose un sistema de alícuotas progresivas con una tasa del 25 % al 35% dependiendo de la ganancia neta imponible acumulada y la aplicación de una retención del 7% aplicable a cualquier distribución de dividendos o utilidades que efectúen los sujetos allí comprendidos a personas humanas residentes en el país y Beneficiarios del Exterior (conforme se define más abajo). Estas modificaciones rigen desde los períodos fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021, inclusive.

Los montos previstos en el sistema de alícuotas progresivas se ajustan anualmente, desde el 1° de enero de 2022, considerando la variación anual del Índice de Precios al Consumidor (el “IPC”) que suministre el Instituto de Estadística y Censos, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste, respecto del mismo mes del año anterior. Los montos ajustados resultan de aplicación para los ejercicios fiscales iniciados con posterioridad a cada actualización. Así, las Entidades Argentinas, por sus ganancias netas imponibles por el período fiscal 2023, abonarán el gravamen empleando la escala que se detalla a continuación:

GANANCIA NETA IMPONIBLE ACUMULADA		PAGARÁN	MÁS EL %	SOBRE EL EXCEDENTE DE \$
MÁS DE \$	A \$			
\$ 0,00	\$ 14.301.209,21	\$ 0,00	25 %	\$ 0,00
\$ 14.301.209,21	\$ 143.012.092,08	\$ 3.575.302,30	30 %	\$ 14.301.209,21
\$ 143.012.092,08	En adelante	\$ 42.188.567,16	35 %	\$ 143.012.092,08

La ganancia bruta por la enajenación de las Obligaciones Negociables realizada por las Entidades Argentinas se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. La Ley de Reforma Tributaria asimismo estableció normas específicas para la imputación de la ganancia proveniente de valores negociables que devenguen intereses y rendimientos. La mencionada normativa dispuso la existencia de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones dependiendo del sujeto que las realice. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

c) Beneficiarios del Exterior

La Ley de Reforma Tributaria establece que tanto los intereses de Obligaciones Negociables como las ganancias de capital derivadas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables que obtienen los sujetos comprendidos en el Título V de la LIG, que se refiere a personas humanas, sucesiones indivisas o personas de existencia ideal residentes en el extranjero que obtengan una renta de fuente Argentina (los “Beneficiarios del Exterior”) se encuentran exentos del IG en virtud de lo dispuesto por el inciso u) del Artículo 26 de la LIG, en la medida que (i) se trate de Obligaciones Negociables a que se refiere el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y (ii) que los Beneficiarios

del Exterior no residan en jurisdicciones no cooperantes ni los fondos invertidos provengan de jurisdicciones no cooperantes (ver definición *infra*).

En relación a esta exención se establece que la CNV está facultada a reglamentar y fiscalizar, en el ámbito de su competencia, las condiciones establecidas en el Artículo 26 inciso u) de la LIG de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales.

De conformidad con el Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, la exención aplicará en la medida que se cumplan con las Condiciones del Artículo 36:

- 1) se trate de emisiones de Obligaciones Negociables que sean colocadas por oferta pública, contando para ello con la respectiva autorización de la CNV;
- 2) los fondos a obtener mediante la colocación de las Obligaciones Negociables deberán ser utilizados por el emisor para: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (ii) la adquisición de fondos de comercio situados en el país, (iii) la integración de capital de trabajo en Argentina, (iv) la refinanciación de pasivos, (v) la integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas al emisor, y/o (vi) la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, siempre que los fondos derivados de la misma se apliquen a los destinos antes especificados;
- 3) el emisor deberá acreditar ante la CNV, en el tiempo y forma que determinen las reglamentaciones aplicables, que los fondos obtenidos de la oferta de las Obligaciones Negociables fueron utilizados para cualquiera de los fines descriptos arriba en el punto (2).

En caso que la Emisora fuera una entidad financiera en el marco de la Ley N° 21.526 (la “**Ley de Entidades Financieras**”), los fondos podrán ser destinados al otorgamiento de préstamos a los que los prestatarios deberán darle el destino a que se refiere el punto (2). En este supuesto, será la entidad financiera la que deberá acreditar el destino final de los fondos en la forma que determine la CNV.

Si la emisión no cumple con las Condiciones del Artículo 36, el Artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que decaerán los beneficios impositivos previsto en esa ley y, por ende, la emisora será responsable del pago de los impuestos que hubiera correspondido a los tenedores. En tal caso, el emisor debería tributar, en concepto de IG, la tasa máxima prevista en el Artículo 94 de la LIG sobre el total de la renta devengada a favor de los inversores. La AFIP reglamentó mediante la Resolución General (AFIP) N°1516/2003, modificada por la Resolución General (AFIP) N°1578/2003, el mecanismo de ingreso del IG por parte de la emisora en el supuesto en que se entienda incumplidas las Condiciones del Artículo 36.

Para los Beneficiarios del Exterior no rigen las disposiciones contenidas en el Artículo 28 de la LIG ni la del Artículo 106 de la Ley N° 11.683, que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del IG a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros. Por tal razón, la aplicación de la exención expuesta previamente no dejará de obrar en aquellos supuestos en los que por la misma pueda resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

En el caso de Beneficiarios del Exterior que residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos provengan de jurisdicciones no cooperantes, el Artículo 240 del Decreto Reglamentario de la LIG dispone que corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el Artículo 102 de la LIG a la ganancia derivada de los rendimientos o intereses provenientes de las Obligaciones Negociables (por lo tanto, no exenta bajo el Artículo 26 u) previamente mencionado). La referida alícuota resultará de aplicación sobre el 100% de los intereses percibidos por el Beneficiario del Exterior residente en jurisdicciones no cooperantes o cuyos fondos provengan de jurisdicciones no cooperantes, excepto que: (i) el Beneficiario del Exterior fuera una entidad financiera supervisada por su respectivo banco central o autoridad equivalente y (ii) esté radicada: (a) en jurisdicciones no encuadrada como no cooperantes o no calificadas como de baja o nula tributación, o (b) en jurisdicciones que hayan suscripto con la República Argentina convenios de intercambio de información y, por aplicación de sus normas internas, no pueda alegarse secreto bancario, bursátil o de otro tipo, ante el pedido de información del respectivo fisco; o (c) el tomador de los fondos sea una entidad regida por la Ley 21.526. En dicho caso, la referida alícuota del 35% resultaría de aplicación sobre el 43% del monto bruto de intereses pagados.

Cuando se trate de una enajenación de Obligaciones Negociables realizada por Beneficiarios del Exterior y que no califique como exenta por estar el Beneficiario del Exterior radicado en una jurisdicción no cooperante o los fondos invertidos

provengan de una jurisdicción no cooperante, corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el Artículo 102 de la LIG sobre la base presunta prevista en el inciso i) del Artículo 104 de la citada ley.

La Resolución General (AFIP) N° 4227/2018 establece los distintos mecanismos de retención y/o ingreso del tributo, tanto para el caso de intereses y rendimientos como para el caso de operaciones de enajenación, de acuerdo al caso concreto de que se trate.

Según el Artículo 252 del Decreto Reglamentario de la LIG, en los supuestos contemplados en el último párrafo del Artículo 98 de la LIG, el enajenante Beneficiario del Exterior deberá ingresar el impuesto directamente a través del mecanismo que a esos efectos establezca la AFIP, o podrá hacerlo: (i) a través de un sujeto residente en el país con mandato suficiente o (ii) por su representante legal domiciliado en el país.

II. Impuesto Sobre los Bienes Personales

a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en la Argentina

Con efectos para los períodos fiscales 2019 y siguientes, los sujetos pasivos del Impuesto Sobre los Bienes Personales (el "IBP") se regirán por el criterio de residencia en los términos y condiciones establecidos en los Artículos 116 y siguientes de la LIG. El Decreto N° 99/2019 aclara que toda referencia que efectúen las normas legales, reglamentarias y complementarias sobre el nexo de vinculación "domicilio" con relación al IBP, debe entenderse referida a "residencia".

Por medio de la Ley N° 27.638, con aplicación a partir del período fiscal 2021 y siguientes, se encuentran exentas del IBP las Obligaciones Negociables emitidas en moneda nacional que cumplan con las Condiciones del Artículo 36. Por el contrario, de no resultar aplicable dicha exención, corresponderá tributar el IBP 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). En ambos casos, el valor se establece al 31 de diciembre de cada año calendario.

El IBP resulta aplicable siempre que el valor los bienes en conjunto (excepto los bienes incluidos en el artículo agregado a continuación del Artículo 25) exceda el mínimo no imponible (conforme las escalas establecidas para el período fiscal 2022, cuando el valor de los bienes considerados en conjunto sea igual o inferior a \$11.282.141,08 o inmuebles destinados a casa-habitación cuyo valor sea igual o inferior a \$56.410.705,41).

De conformidad con las modificaciones introducidas por la Ley N°27.667, con efectos a partir del período fiscal 2021, inclusive, las alícuotas del IBP aplicables a las personas humanas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas allí radicadas, se regirán de acuerdo a la siguiente tabla:

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible		Pagarán \$	Más el %	Sobre el excedente de \$
Más de \$	a \$			
0	5.641.070,54 inclusive	0	0,50	0
5.641.070,54	12.222.319,51 inclusive	28.205,35	0,75	5.641.070,54
12.222.319,51	33.846.423,25 inclusive	77.564,72	1,00	12.222.319,51
33.846.423,25	188.035.684,71 inclusive	293.802,76	1,25	33.846.423,25
188.035.684,71	564.107.054,14 inclusive	2.221.171,53	1,50	188.035.684,71
564.107.054,14	En adelante	7.862.242,07	1,75	564.107.054,14

El gravamen a ingresar por los bienes situados en el exterior será el que resulte de aplicar, sobre el valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país, las siguientes alícuotas:

Valor total de los bienes del país y del exterior		El valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país, pagará el %
Más de \$	a \$	
0	5.641.070,54, inclusive	0,70

5.641.070,54	12.222.319,51, inclusive	1,20
12.222.319,51	33.846.423,25, inclusive	1,80
33.846.423,25	En adelante	2,25

Además, destacamos que con efectos a partir del período fiscal 2022, inclusive, se contempla un mecanismo de actualización respecto del monto designado como mínimo no imponible, inmuebles destinados a casa- habitación del contribuyente y para los tramos de las escalas, de forma anual, por el coeficiente que surja de la variación anual del IPC, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste respecto al mismo mes del año anterior.

Asimismo, se ha facultado al Poder Ejecutivo Nacional, durante la vigencia del gravamen, para disminuir las alícuotas aplicables a los bienes situados en el exterior en caso de verificarse la “repatriación de activos”, supuesto en el que podrá fijar la magnitud de la devolución de hasta el monto oportunamente ingresado. A través del dictado del Decreto N° 912/2021 se establecen: (i) las pautas que deben seguirse a los fines de definir el concepto de “repatriación”, y (ii) el tratamiento aplicable en caso de acaecer esa circunstancia.

En caso de verificarse la repatriación de activos financieros situados en el exterior, conforme los términos establecidos en la reglamentación, se contempla que el régimen aplicable será el establecido para los bienes situados en el país. A estos fines, se entenderá por activos financieros situados en el exterior, la tenencia de moneda extranjera depositada en entidades bancarias y/o financieras y/o similares del exterior: participaciones societarias y/o equivalentes (títulos valores privados, acciones, cuotas y demás participaciones) en todo tipo de entidades, sociedades o empresas, con o sin personería jurídica, constituidas, domiciliadas, radicadas o ubicadas en el exterior incluidas las empresas unipersonales; derechos inherentes al carácter de beneficiario, fideicomisario (o similar) de fideicomisos (trusts o similares) de cualquier tipo constituidos en el exterior, o en fundaciones de interés privado del exterior o en cualquier otro tipo de patrimonio de afectación similar situado, radicado, domiciliado y/o constituido en el exterior; toda clase de instrumentos financieros o títulos valores, tales como bonos, obligaciones negociables, valores representativos y certificados de depósito de acciones, cuotapartes de fondos comunes de inversión y otros similares, cualquiera sea su denominación; créditos y todo tipo de derecho del exterior, susceptible de valor económico y toda otra especie que se prevea en la reglamentación, pudiendo también precisar los responsables sustitutos en aquellos casos en que se detecten maniobras elusivas o evasivas.

La repatriación se entenderá producida, cuando se produzca el ingreso al país, hasta el 31 de marzo de cada año, inclusive, de: (i) tenencias de moneda extranjera en el exterior y (ii) los importes generados como resultado de la realización de los activos financieros enumerados en el cuarto párrafo del artículo 25 de la Ley del IBP pertenecientes a los sujetos alcanzados por el tributo que representen, en conjunto y por lo menos, el equivalente a un cinco por ciento (5%) del total del valor de los bienes situados en el exterior.

Los fondos repatriados deben permanecer depositados en una cuenta abierta a nombre de su titular (caja de ahorro, cuenta corriente, plazo fijo u otras) en entidades comprendidas en el régimen de la Ley de Entidades Financieras, hasta el 31 de diciembre, inclusive, del año calendario en que se hubiera verificado la repatriación o, una vez cumplida la repatriación y efectuado el mencionado depósito, esos fondos se afecten, en forma parcial o total, a cualquiera de los siguientes destinos:

A. Su venta en el mercado libre de cambios, a través de la entidad financiera que recibió la transferencia original desde el exterior.

b. La adquisición de certificados de participación y/o títulos de deuda de fideicomisos de inversión productiva que constituya el BANCO DE INVERSIÓN Y COMERCIO EXTERIOR, en carácter de fiduciario y bajo el contralor del MINISTERIO DE DESARROLLO PRODUCTIVO como autoridad de aplicación, siempre que tal inversión se mantenga bajo la titularidad del contribuyente hasta el 31 de diciembre, inclusive, del año calendario en que se produjo la repatriación. Los fondos aplicados deben provenir de la misma cuenta que recibió la transferencia original desde el exterior.

c. La suscripción o adquisición de cuotapartes de fondos comunes de inversión existentes o a crearse, en el marco de la Ley N° 24.083 y sus modificaciones, que cumplan con los requisitos exigidos por la CNV, para dicho fin y que se mantengan bajo la titularidad del contribuyente hasta el 31 de diciembre, inclusive, del año calendario en que se produjo la repatriación. Los fondos aplicados deben provenir de la misma cuenta que recibió la transferencia original desde el exterior.

b) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el exterior

Respecto del período fiscal 2019 y siguientes para las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior por los bienes situados en el país, corresponderá aplicar la alícuota del 0,50 % (conforme el Artículo 31 de la Ley de Solidaridad). Sin embargo, no corresponderá el ingreso del impuesto cuando su importe sea igual o inferior a Ps.255,75.

Si bien las Obligaciones Negociables en poder de personas humanas domiciliadas o sucesiones indivisas radicadas fuera de Argentina, técnicamente estarían sujetas al IBP, el procedimiento para el cobro de este impuesto no ha sido establecido en la Ley de IBP (artículos aplicables de la Ley N°23.966 y sus modificatorias), reglamentada por el Decreto N°127/96 (y sus modificaciones). El sistema de “obligado sustituto” (conforme se define a continuación) establecido en el párrafo primero del Artículo 26 de la Ley de IBP (una persona humana, ideal o sucesión indivisa domiciliada o residente en el país que tenga el condominio, posesión, uso, goce, disposición, depósito, la tenencia, custodia, administración o guarda de bienes) no se aplica a las Obligaciones Negociables (párrafo tercero del Artículo 26 de la Ley de IBP).

La Ley de IBP establece como presunción legal irrefutable que las obligaciones negociables emitidas por emisores privados argentinos, de titularidad directa de entidades extranjeras que (a) se encuentren domiciliadas o con residencia, según el período fiscal que corresponda, en una jurisdicción que no exige que las acciones o títulos privados sean detentados en forma nominativa y (b) que (i) de conformidad con sus estatutos o su naturaleza jurídica, estén únicamente autorizadas a realizar actividades de inversión fuera de la jurisdicción de su lugar de constitución y/o (ii) no les esté permitido realizar ciertas actividades autorizadas en sus propios estatutos o por la ley aplicable en su jurisdicción de constitución, se considerarán que son de titularidad de personas humanas o sucesiones indivisas domiciliadas o radicadas o residentes en el país, según el período fiscal correspondiente, encontrándose, en consecuencia, sujetas al pago del IBP. En esos casos, la ley impone la obligación de abonar el IBP a una alícuota incrementada en un 100% para el emisor privado argentino (el “Obligado Sustituto”). De conformidad con la Ley de IBP, el Obligado Sustituto está autorizado a obtener el reintegro del importe abonado en la forma antes descrita, incluso reteniendo o ejecutando directamente los bienes que dieron origen a dicho pago.

La presunción legal precedente no se aplica a las siguientes entidades extranjeras que sean titulares directas de títulos valores: (a) compañías de seguros; (b) fondos abiertos de inversión; (c) fondos de pensión; y (d) entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén constituidas o radicadas en países cuyos bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Basilea.

El Decreto N° 812/1996 del 22 de julio de 1996 y sus modificatorias -Decreto Reglamentario de la ley del impuesto- establece que la presunción legal antes analizada no se aplicará a los títulos de deuda privados, tal como es el caso de las Obligaciones Negociables, cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas ubicadas en Argentina o en el extranjero. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplique a las Obligaciones Negociables y que la emisora no sea responsable por el IBP como Obligado Sustituto, según lo establece la Resolución General (AFIP) N° 2151/2006 de la AFIP, la emisora debe conservar una copia certificada de la resolución de la CNV que autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y constancia de que dicha autorización se encontraba vigente al 31 de diciembre del año en que corresponda la liquidación del impuesto. Si la AFIP considera que la emisora no cuenta con la documentación que acredite la autorización de la CNV o la aprobación de negociación por parte de las bolsas de valores locales o extranjeras, la emisora será responsable del pago del IBP.

III. Impuesto al Valor Agregado

De conformidad con el Artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, los pagos de intereses sobre Obligaciones Negociables están exentos del Impuesto al Valor Agregado en la medida que las Obligaciones Negociables cumplan con las Condiciones del Artículo 36 antes descriptas en la sección correspondiente a Beneficiarios del Exterior. Esta exención también se extenderá a las operaciones financieras y prestaciones relativas a la emisión, suscripción, colocación, transferencia, amortización y cancelaciones de las Obligaciones Negociables y sus garantías.

De conformidad con la Ley del Impuesto al Valor Agregado, la transferencia de los títulos se encuentra exenta de dicho impuesto aun si no se cumplen las Condiciones del Artículo 36 previstas en la sección correspondiente a Beneficiarios del Exterior.

IV. Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta

En virtud de lo dispuesto por la Ley N°27.260, el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta se deroga para los ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2019.

V. Impuesto Sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias

En virtud de la Ley N°25.413, con su modificatoria, se creó un Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias (el "ICD") aplicable sobre: (i) los créditos y débitos efectuados en cuentas abiertas en entidades financieras que se rigen por la Ley de Entidades Financieras cualquiera fuera su naturaleza; (ii) las operatorias que efectúen las entidades financieras referidas en el punto anterior en las que los ordenantes o beneficiarios no utilicen las cuentas allí indicadas, cualquiera sea su denominación, los mecanismos empleados para llevarlos a cabo (incluso a través del movimiento de efectivo) y/o su instrumentación jurídica; y (iii) ciertos movimientos o entregas de fondos, propios o de terceros, realizados por cualquier persona, por cuenta propia o por cuenta y/o a nombre de otra, cualquiera sea el método utilizado para llevarla a cabo.

Respecto del punto (i), señalamos que la Ley de Solidaridad para los hechos imponible que se perfeccionen a partir del 24 de diciembre de 2019 establece que cuando se lleven a cabo extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas allí mencionadas, estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de los mismos. Lo mencionado anteriormente, no resultará de aplicación a las cuentas cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas.

Si se acreditan montos a pagar respecto de las Obligaciones Negociables (en concepto de capital, intereses u otras sumas) a obligacionistas que no gozan de un tratamiento especial, en cuentas abiertas en entidades financieras locales, el crédito correspondiente estará sujeto al impuesto a una alícuota general del 0,6%, a menos que aplique alguna exención.

En algunos casos se podrá emplear una alícuota incrementada del 1,2% y una reducida del 0,075%.

De conformidad con el Decreto N°409/2018, en el caso de titulares de cuentas bancarias sujetos a la alícuota general del 0,6% y del 1,2%, el 33% del impuesto determinado y percibido por el agente de percepción sobre los montos acreditados y debitados en dichas cuentas, podrá computarse como crédito del IGy/o como crédito 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 de crédito de impuesto y/o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas será del 20 %.

En el caso de micro, pequeñas y medianas empresas registradas como tales de acuerdo a lo dispuesto en la legislación argentina, el porcentaje de pago a cuenta en el IG puede ser mayor, según sea el caso.

Existen exenciones en este impuesto vinculadas con el sujeto y con el destino de las cuentas. Se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país. (Para más información ver Artículo 10, inciso (s) del Anexo del Decreto N°380/2001 y sus respectivas enmiendas).

Además, el Artículo 10 inciso (a) del Anexo del Decreto N° 380/2001 establece que estarán exentos del impuesto, entre otras operaciones, los débitos y créditos correspondientes a cuentas utilizadas en forma exclusiva para las operaciones inherentes a la actividad específica y los giros y transferencias de los que sean ordenantes con igual finalidad, por los mercados autorizados por la CNV y sus respectivos agentes, las bolsas de comercio que no tengan organizados mercados de valores, cajas de valores y entidades de liquidación y compensación de operaciones autorizadas por la CNV.

Para la procedencia de ciertas exenciones y/o reducciones de alícuota de este impuesto puede ser necesario el cumplimiento del registro de las cuentas bancarias ante la autoridad fiscal (AFIP-DGI) de acuerdo a lo establecido en la Resolución General (AFIP) N°3900/2016.

Señalamos que conforme lo dispuesto por el Decreto N° 796/2021 las exenciones previstas en el Decreto N° 380/2001 y en otras normas de similar naturaleza no resultarán aplicables en aquellos casos en que los movimientos de fondos estén vinculados a la compra, venta, permuta, intermediación y/o cualquier otra operación sobre criptoactivos, criptomonedas, monedas digitales, o instrumentos similares, en los términos que defina la normativa aplicable.

En virtud de lo anterior, destacamos que, los pagos que reciban los tenedores de las Obligaciones Negociables en cuentas bancarias abiertas en entidades financieras regidas por la Ley N° 21.526 podrían estar sujetos al impuesto.

Finalmente, hacemos notar que mediante la Ley N° 27.702 (promulgada y publicada en el Boletín Oficial el día 30 de noviembre de 2022), se acordó la prórroga de este impuesto hasta el 31 de diciembre del 2027, inclusive.

VI. Impuesto para una Argentina Inclusiva y Solidaria (País)

La Ley de Solidaridad estableció, con carácter de emergencia y por el término de cinco períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de dicha ley, un impuesto nacional aplicable sobre determinadas operaciones de compra de billetes y divisas en moneda extranjera y demás operaciones de cambio de divisas y adquisición de servicios realizadas por sujetos residentes en el país (personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables). La alícuota aplicable es, en general, del 30%. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

Por medio de la Resolución General (AFIP) N° 4815/2020, se estableció un régimen de percepción que se aplicará sobre las operaciones alcanzadas por este impuesto. La percepción aplicable, conforme las Resoluciones Generales (AFIP) N° 5232/2022 y 5272/2022, varía en función de la calidad de las operaciones celebradas, resultando de aplicación la alícuota del: (i) treinta y cinco (35,00%) por ciento para las detalladas en el inciso a) del Artículo 35 de la Ley de Solidaridad; (ii) del cuarenta y cinco (45%) para las operaciones detalladas en los incisos b) y c) del Artículo 35 de la mencionada normativa cuyo monto mensual sea inferior a la suma de trescientos dólares (300 USD); (iii) y una alícuota del cuarenta y cinco por ciento (45%) y otra del veinticinco por ciento (25%) en aquellos casos donde las operaciones de los incisos b) y c) del Artículo 35 sean iguales o superiores a trescientos dólares (300 USD) o cuando se trate de operaciones indicadas en los incisos d) y e) del Artículo 35 de la Ley de Solidaridad. Los importes a percibir se determinarán sobre los montos en Pesos de tales operaciones.

Dichas percepciones tendrán el carácter de impuesto ingresado y serán computables en la declaración jurada anual del IG o, en su caso, del IBP, correspondientes al período fiscal en el cual fueron practicadas.

Adicionalmente, esta resolución establece un régimen de devolución para aquellos sujetos a quienes se les hubieran practicado las percepciones establecidas y que no sean contribuyentes del IG o, en su caso, del IBP.

VII. Impuesto Sobre los Ingresos Brutos

El Impuesto sobre los Ingresos Brutos (el "ISIB") es un impuesto provincial que grava el ejercicio habitual y a título oneroso de una actividad económica en una jurisdicción provincial o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que puedan estar sujetos a la presunción de habitualidad en cualquier jurisdicción en la cual obtengan sus ingresos por intereses originados en la tenencia de Obligaciones Negociables, o por su venta o transferencia, podrían resultar gravados con este impuesto a alícuotas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina y/o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

Ciertas jurisdicciones como, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires eximen los ingresos resultantes de cualquier operación relacionada con las obligaciones negociables, los intereses, actualizaciones devengadas y el valor de venta en caso de transferencia sobre las obligaciones negociables emitidas bajo la Ley de Obligaciones Negociables mientras resulte de aplicación la exención en el IG. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes de bolsa y todo tipo de intermediarios en relación con tales operaciones.

Considerando la autonomía en materia tributaria de la cual gozan las distintas jurisdicciones provinciales, incluyendo a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, los potenciales adquirentes deberán considerar la posible incidencia del ISIB considerando las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en función de su caso concreto.

VIII. Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales (por ejemplo, Provincia de Santa Fe, Provincia de Buenos Aires, Provincia de Corrientes, Provincia de Córdoba, Provincia de Tucumán, Provincia de Salta, etcétera) han establecido regímenes de percepción del ISIB que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en las cuentas abiertas en entidades financieras, cualquiera sea

su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas.

Estos regímenes se aplican, en general, a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción.

Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos con un rango entre 0,01% y 5%.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del ISIB para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Los potenciales adquirentes deberán considerar la posible incidencia del ISIB considerando las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en función de su caso concreto respecto a la jurisdicción involucrada.

IX. Impuesto de Sellos

El Impuesto de Sellos (el "IS") es un tributo provincial, por lo que debería hacerse un análisis específico por cada jurisdicción en particular. Dicho impuesto grava en general, los actos y contratos de carácter oneroso formalizados en instrumentos públicos y/o privados, que se otorguen en la jurisdicción de cada provincia y en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los contratos instrumentados en una de dichas jurisdicciones o en el exterior, pero que produzcan efectos en otra jurisdicción Argentina.

Con respecto a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en lo que respecta a las obligaciones negociables, el Artículo 365 inciso 30 del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (t.o. 2023) establece que los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables emitidas conforme al régimen de las Leyes N°23.576 y 23.962 y sus modificatorias están exentos. Esta exención comprende a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar por conversión de las obligaciones negociables emitidas en virtud de las leyes mencionadas en el párrafo anterior, como así también, la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen a la emisión, sean anteriores, simultáneas o posteriores a la misma.

Asimismo, el Artículo 365 inciso 32 del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (t.o 2023) establece que están exentos los, actos, contratos y operaciones de cualquier naturaleza, incluyendo entregas y recepciones de dinero, vinculados y/o necesarios para posibilitar el incremento de capital social, emisión de títulos valores representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros valores negociables destinados a la oferta pública en los términos de la Ley N° 26.831, por parte de sociedades o fideicomisos financieros debidamente autorizados por la CNV a hacer oferta pública de dichos valores negociables. Esta exención ampara los actos, contratos y operaciones vinculadas con los incrementos de capital social y/o las emisiones mencionadas precedentemente, sean aquellos anteriores, simultáneos, posteriores o renovaciones de estos últimos hechos. Asimismo, esta exención no se aplica si en un plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos valores negociables ante la CNV y/o si la colocación de los mismos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de ser concedida la autorización solicitada.

Además, los actos y/o instrumentos relacionados con la negociación de acciones y demás títulos valores cuya oferta pública haya sido debidamente autorizada por la CNV se encuentran exentos del IS en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires siempre que la colocación de los mismos se realice en un plazo de ciento ochenta 180 días corridos a partir de dicha autorización.

En la Provincia de Buenos Aires, el Artículo 297 inciso 45 apartado A) del Código Fiscal de la citada provincia dispone una exención para los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza, incluyendo entregas y recepciones de dinero, vinculados con la emisión de títulos representativos de deuda de sus emisores y cualquier otro título valor destinado a la oferta pública en los términos de la Ley N° 17.811 por parte de sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención se aplica asimismo a los instrumentos, actos, contratos, operaciones y garantías vinculadas con la citada emisión, ya sea anteriores, simultáneas o posteriores a dicha emisión. Sin embargo, conforme indica el apartado D) del mencionado Artículo, esta exención queda sin efecto, si en un plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de las Obligaciones Negociables no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de ser concedida la autorización solicitada.

Además, en la Provincia de Buenos Aires, el Artículo 297, inciso 46 del Código Fiscal de la citada provincia establece una exención para actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las obligaciones negociables emitidas de acuerdo con las Ley N°23.576 y con la

Ley N°23.962 y sus modificatorias. Esta exención comprende a los aumentos de capital que se realicen por la conversión de las obligaciones negociables indicadas en la oración anterior, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

Asimismo, en la Provincia de Buenos Aires, se establecen exenciones para los títulos valores debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV siempre que se cumpla con ciertos requisitos.

Se debe tener en consideración que cualquier transferencia de los títulos instrumentada mediante un acuerdo escrito podría estar sujeto al IS.

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.

X. Tasa de Justicia

En caso de que sea necesario instituir procedimientos de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables, se impondrá la correspondiente tasa de justicia (actualmente del 2% en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) sobre el monto de cualquier reclamo presentado ante los tribunales de Argentina con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

XI. Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes

A nivel provincial, la Provincia de Buenos Aires estableció un Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes (el "ITGB") (Ley N°14.044 y sus modificatorias y Ley N°10.097, respectivamente).

Las características básicas del ITGB son las siguientes:

- El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluyendo: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia y cualquier otra transmisión que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
- Son contribuyentes del ITGB las personas humanas y las personas jurídicas beneficiarias de una transmisión gratuita de bienes.
- Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires el ITGB recae sobre el monto total del enriquecimiento gratuito, tanto por los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los sujetos domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae únicamente sobre el enriquecimiento gratuito originado por la transmisión de los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires.
- Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires, entre otros supuestos, (i) los títulos y las acciones, cuotas o participaciones sociales y otros valores mobiliarios representativos de su capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando estos estuvieren domiciliados en la Provincia de Buenos Aires; (ii) los títulos, acciones y demás valores mobiliarios que se encuentren en la Provincia de Buenos Aires al tiempo de la transmisión, emitidos por entes privados o sociedades domiciliados en otra jurisdicción; y (iii) los títulos, acciones y otros valores mobiliarios representativos de capital social o equivalente que al tiempo de la transmisión se hallaren en otra jurisdicción, emitidos por entes o sociedades domiciliados también en otra jurisdicción, en proporción a los bienes de los emisores que se encontraren en la Provincia de Buenos Aires.
- En la Provincia de Buenos Aires, respecto del período fiscal 2023 están exentas del ITGB las transmisiones gratuitas de bienes cuando su valor en conjunto sea igual o inferior a \$ 819.105, monto que se eleva a \$3.410.400, cuando se trate de padres, hijos y cónyuges.
- En cuanto a las alícuotas, se han previsto escalas progresivas del 1,603% al 9.513% y el pago de una suma fija de ITGB, según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

Respecto de la existencia de impuestos a la transmisión gratuita de bienes en las restantes jurisdicciones provinciales, el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular

XII. Ingresos de Fondos Provenientes de Jurisdicciones No Cooperantes o de Baja o Nula Tributación

De acuerdo con la presunción legal establecida en el Artículo 18.2 de la Ley N°11.683 y sus modificatorias, los ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación se consideran como incrementos patrimoniales no justificados para el receptor local, cualquiera sea la naturaleza o tipo de operación de que se trate.

Los incrementos patrimoniales no justificados están sujetos a los siguientes impuestos:

- se determinará el IG sobre el receptor local calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- también se determinará el Impuesto al Valor Agregado (y de corresponder impuestos internos) sobre el receptor local, a una tasa del 21% aplicada sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.

El sujeto local o receptor local de los fondos puede refutar dicha presunción legal probando debidamente ante la autoridad impositiva que los fondos provienen de actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por una tercera persona en dicha jurisdicción o que dichos fondos fueron declarados con anterioridad.

Sin perjuicio que el significado del concepto “ingresos provenientes” no resulta claro, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

- desde una cuenta en un país de baja o nula tributación/no cooperante o desde una cuenta bancaria abierta fuera de un país de baja o nula tributación/no cooperante pero cuyo titular sea una entidad localizada en un país de baja o nula tributación/no cooperante.
- a una cuenta bancaria localizada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de la Argentina pero cuyo titular sea un sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales.

Conforme el Artículo 82 de la Ley de Reforma Tributaria, a los efectos previstos en las normas legales y reglamentarias, toda referencia efectuada a “países de baja o nula tributación” o “países no considerados ‘cooperadores a los fines de la transparencia fiscal’, deberá entenderse que hace alusión a “jurisdicciones no cooperantes o jurisdicciones de baja o nula tributación”, en los términos dispuestos por los Artículos 19 y 20 de la LIG, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones.

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, los acuerdos y convenios aludidos deberán cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los que se haya comprometido la República Argentina. Por último, ese artículo establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto.

En tal sentido, el Artículo 24 del Decreto Reglamentario de la LIG dispone que son consideradas como jurisdicciones “no cooperantes” en los términos del Artículo 19 de la mencionada ley, las siguientes: 1. Brecqhou; 2. Burkina Faso; 3. Estado de Eritrea; 4. Estado de la Ciudad del Vaticano; 5. Estado de Libia; 6. Estado Independiente de Papúa Nueva Guinea; 7. Estado Plurinacional de Bolivia; 8. Isla Ascensión; 9. Isla de Sark; 10. Isla Santa Elena; 11. Islas Salomón; 12. Los Estados Federados de Micronesia; 13. Reino de Bután; 14. Reino de Camboya; 15. Reino de Lesoto; 16. Reino de Tonga; 17. República Kirguisa; 18. República Árabe de Egipto; 19. República Árabe Siria; 20. República Argelina Democrática y Popular; 21. República Centroafricana; 22. República Cooperativa de Guyana; 23. República de Angola; 24. República de Bielorrusia; 25. República de Burundí; 26. República de Costa de Marfil; 27. República de Cuba; 28. República de Filipinas; 29. República de Fiyi; 30. República de Gambia; 31. República de Guinea; 32. República de Guinea Ecuatorial; 33. República de Guinea-Bisáu; 34. República de Haití; 35. República de Honduras; 36. República de Irak; 37. República de Kiribati; 38. República de la Unión de Myanmar; 39. República de Madagascar; 40. República de Malawi; 41. República de Malí; 42. República de Mozambique; 43. República de Nicaragua; 44. República de Palaos; 45. República de Ruanda; 46. República de Sierra Leona; 47. República de Sudán del Sur; 48. República de Surinam; 49. República de Tayikistán; 50. República de Trinidad y Tobago; 51. República de Uzbekistán; 52. República de Yemen; 53. República de Yibuti; 54. República de Zambia; 55. República de Zimbabue; 56. República del Chad; 57. República del Níger; 58. República del Sudán; 59. República Democrática de Santo Tomé y Príncipe; 60. República Democrática de Timor Oriental; 61. República del Congo; 62. República Democrática del Congo; 63. República Democrática Federal de Etiopía; 64. República Democrática Popular Lao; 65. República Democrática Socialista de Sri Lanka; 66. República Federal de Somalia; 67. República Federal Democrática de Nepal; 68. República Gabonesa; 69. República Islámica de Afganistán; 70. República Islámica de Irán; 71. República Popular de Bangladés; 72. República Popular de Benín; 73. República Popular Democrática de Corea; 74. República Socialista de Vietnam; 75. República Togolesa; 76. República Unida de Tanzania; 77. Territorio Británico de Ultramar Islas

Pitcairn, Henderson, Ducie y Oeno; 78. Tristán da Cunha; 79. Tuvalu; 80. Unión de las Comoras.

Además, dicho artículo establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Hacienda cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

En cuanto a las jurisdicciones de baja o nula tributación, la LIG en su Artículo 20 las define como aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al sesenta por ciento (60%) de la alícuota mínima contemplada en la escala del primer párrafo del Artículo 73 de esa ley (es decir, inferior al 15%).

El Artículo 25 del Decreto Reglamentario de la LIG, precisó que a los fines de determinar el nivel de imposición al que alude la definición de jurisdicciones de baja o nula tributación, deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido. También establece que por "régimen tributario especial" se entenderá toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta corporativa vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

XIII. Convenios Para Evitar la Doble Imposición

Argentina posee convenios para evitar la doble imposición vigentes con varios países (Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza, Emiratos Árabes Unidos, Uruguay y Qatar). Los convenios firmados con China, Luxemburgo, Austria, Japón y Turquía no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto. Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia entre Argentina y los Estados Unidos. Destacamos que fue sometido a tratamiento legislativo un Proyecto de Ley que aprueba la "Convención multilateral para aplicar las medidas relacionadas con los tratados fiscales para prevenir la erosión de las bases imponibles y el traslado de beneficios" firmado en el marco de la OCDE, cuya aprobación modificará los convenios firmados con 17 jurisdicciones.

Los inversores deberán considerar el tratamiento aplicable bajo los mencionados convenios según su situación particular.

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) Obligaciones Negociables

A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad ha emitido ocho clases de Obligaciones Negociables bajo su Régimen de Emisor Frecuente, por un monto equivalente a US\$622.229.371. 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\$)	Tasa de interés	Fecha de Emisión	Vencimiento
Clase XXXI	US\$ 366.118.638	8,75%	02/09/2021	02/09/2027
Clase XXXII	US\$ 48.971.674	3,50%	10/08/2021	10/08/2023
Clase XXXIV	US\$ 15.605.522	6,00%	10/08/2021	10/08/2024
Clase XXXV	US\$ 17.300.000	0,00%	23/12/2021	23/12/2024
Clase XXXV Adicionales	US\$ 20.884.061	0,00%	11/11/2022	23/12/2024
Clase XXXVI	US\$ 50.000.000	5,65%	23/12/2021	23/12/2031
Clase XXXVII	US\$ 29.917.476	0,00%	11/11/2022	11/11/2026
Clase XXXVIII	US\$ 73.432.000	4,5%	10/02/2023	10/02/2033

f) 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.

g) 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).

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 2022 bajo el ID 3015292, 31 de diciembre de 2021 bajo el ID 2871987 y el 31 de diciembre de 2020 bajo el ID 2718160, 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 2023 publicado en la AIF bajo el ID 3045451, junto con los informes correspondientes de la Comisión Fiscalizadora y de Deloitte;
- 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.

Florida 234, Piso 5°
(C1005AAF) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina