



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. 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 resumido (el “Prospecto Resumido”) y en el prospecto (el “Prospecto”). La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto Resumido y en el 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 Resumido y en el Prospecto contienen 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 RESUMIDO Y EL PROSPECTO NO CUENTAN 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 Resumido y en el 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\$800.000.000 (Dólares Estadounidenses ochocientos millones) o su equivalente en otras monedas o unidades de valor, 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 N° de ID 2710703.

La Sociedad, sus beneficiarios finales, y las personas físicas o jurídicas que tienen como mínimo el 20% 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 27 de abril de 2021.

I. ÍNDICE

II. INTRODUCCIÓN	3
III. INFORMACIÓN DE LA EMISORA.....	10
IV. FACTORES DE RIESGO	72
V. POLÍTICAS DE LA EMISORA	72
VI. INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN y COMITÉ DE AUDITORÍA.	72
VII. ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS	72
VIII. ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA.....	72
IX. ANTECEDENTES FINANCIEROS.	72
X. DESTINO DE FONDOS	72
XI. INFORMACIÓN ADICIONAL.	74
XII. INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA	74

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 FIRMAN 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 Resumido y en el 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 Resumido y el Prospecto contienen 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 Resumido y en el Prospecto.

En el presente Prospecto Resumido y en el 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 Resumido y el Prospecto han sido confeccionado exclusivamente para ser utilizado en relación con el Programa. Cualquier consulta o requerimiento de información adicional con respecto al presente Prospecto Resumido y el 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 Resumido 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 Resumido o el 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 Resumido o el 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;
- 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 IEASA., 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 IEASA 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 Resumido o el 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.”** 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.
- **“CMMESA”** 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 WEM 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 CMMESA o IEASA 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.

- “**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;
- “**IEASA**” significa Integración Energética Argentina Sociedad Anónima, anteriormente denominada Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), 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;
- “**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 “**m^{3d}**” 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;
- “**mmcf^d**” 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 CAMMESA;

- “**Contrato MEM**” significan los PPAs celebrados entre CAMMESA y la Emisora conforme los cuales la Emisora abastece capacidad en firme (solamente en el caso de nuestras centrales térmicas) y electricidad al MEM, administrado por CAMMESA.
- “**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 25% 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 1.304 MW (866 MW de energía renovable y 438 MW de energía convencional). Derivamos nuestros ingresos principalmente de PPAs denominados en dólares a largo plazo, que nos brindan una proyección de ingresos estables y predecibles. En el año finalizado el 31 de diciembre de 2020, las ventas netas fueron de US\$ 302,2 millones (75,1% provino de energía renovable, 21,9% de energía convencional y 3,0% de otros segmentos) y el EBITDA ajustado totalizó US\$ 252,3 millones.

Nuestra misión. Genneia tiene como misión suministrar 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 85,6% de nuestra generación total al 31 de diciembre de 2020, en comparación con el 27,9%, en el año terminado el 31 de diciembre de 2016.

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 Resumido, están ubicados en la Provincia de Chubut, en la región de la Patagonia en Argentina, a excepción de Villalonga I, Villalonga II y Necochea, que se encuentran ubicados en el sur de la Provincia de Buenos Aires; y Pomona I y II que se encuentran en la provincia de Río Negro. Asimismo, Genneia posee tres parques solares en la localidad de Ullum, provincia de San Juan, denominados Ullum I, Ullum II y Ullum III. En el año 2020, el factor de carga promedio de nuestros parques eólicos y solares que habían sido recientemente inaugurados promediaron 49,9% y 29,1%, respectivamente. La Emisora generó un total de 2.776 GWh de energía eléctrica renovable en 2020, representando aproximadamente el 26% 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 tres centrales térmicas con una capacidad instalada total de 438 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 98,41% en el año finalizado el 31 de diciembre de 2020.

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

LOS ACTIVOS DE GENNEIA

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

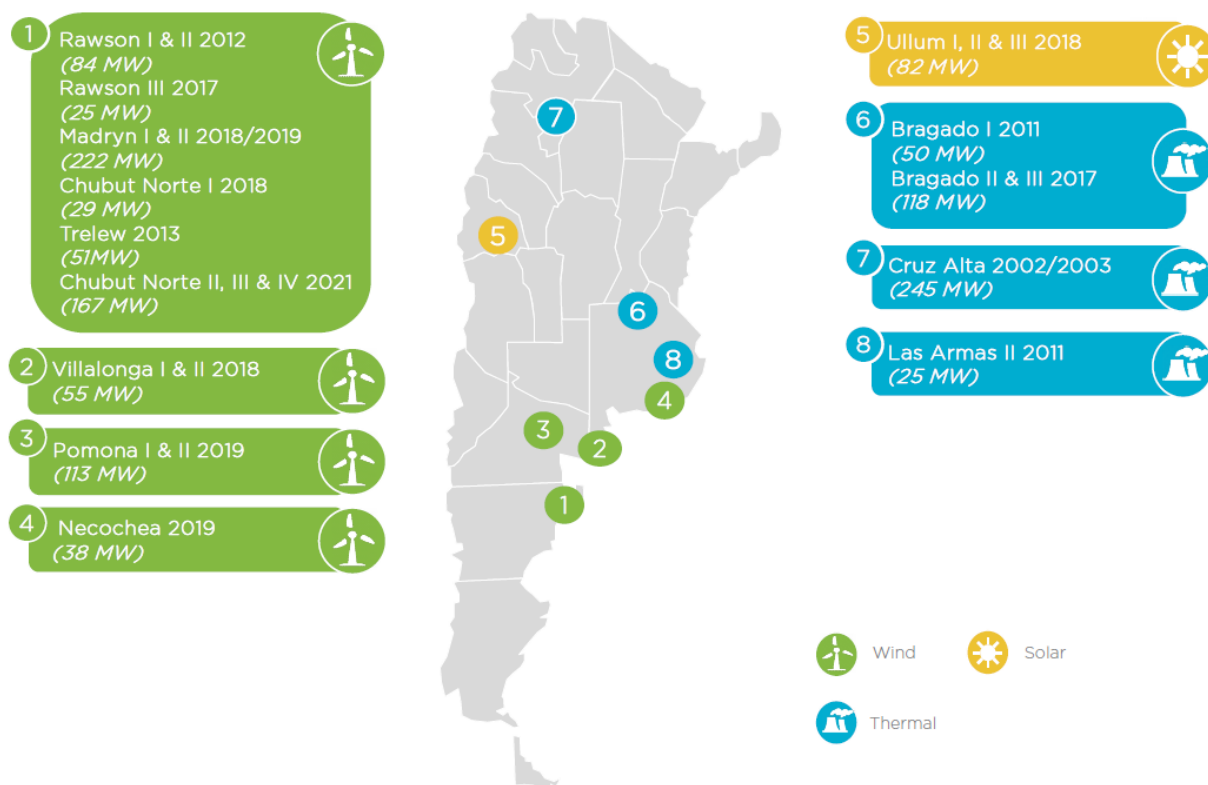
Proyecto	Tipo de Energía	Estado	FOC	MW	Tarifas (1)	Regulación PPA(2)
Rawson I	Eólica	Operativa	enero 2012	52,50	128,7	GENREN
Rawson II	Eólica	Operativa	enero 2012	31,15	124,2	GENREN
Rawson III	Eólica	Operativa	diciembre 2017	25,05	-	MATER
Trelew	Eólica	Operativa	agosto 2013	51,00	127,0	GENREN
Madryn 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	57,60	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
La Florida	Biomasa	Adjudicado	noviembre 2021	19,00	106,7	RenovAr
Bragado I	Térmica	Operativa	junio 2011	50,00	21.275	Res. 220
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 rigen por el Esquema de Remuneración de Energía Base:

Proyecto	Tipo de Energía	Estado	MW
Las Armas II	Térmica	Operativa	25,0
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 2019. 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 comenzaron su operación comercial entre enero de 2011 y mayo de 2017, con excepción de la central térmica de Cruz Alta, la cual comenzó a operar en 2002 y 2003 y fue adquirida en agosto de 2017. 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 91,68%, en sus parques solares

un factor de disponibilidad del 80,35% y en sus centrales termoeléctricas un promedio ponderado en su factor de disponibilidad de 98,08% durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

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 2020, 97% de nuestros ingresos provienen de PPAs denominados en dólares firmados con CAMMESA y grandes usuarios industriales. La gran mayoría de los activos renovables de Genneia que entraron en operación comercial entre 2018 y 2020 cuentan con PPAs adjudicados bajo el programa RenovAr y Resolución 202/2016, los cuales tienen un plazo de 20 años, están denominados en dólares, poseen el respaldo de las garantías FODER y Soberana y, algunos de ellos, cuentan con garantía del Banco Mundial. Al 31 de diciembre de 2020, los PPAs RenovAr y Resolución 202 representan 52% 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 19% de nuestros ingresos, (ii) Resolución 21 (licitación de generación térmica adjudicada en 2016), representa el 11% de nuestros ingresos y (iii) Resolución 220 (licitación térmica ganada en 2007), representa el 7% de nuestros ingresos. Los PPAs MATER representan el 4% de nuestros ingresos, 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, y Vidriería Argentina S.A.

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 a largo plazo:



Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (“FODER”) 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 2019 y 2020 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
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	
La Florida	Biomasa	Adjudicado	noviembre 2021	19,00	RenovAr	SI	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 41,1% al 31 de diciembre de 2020. Por otro lado, el parque eólico Rawson III ha obtenido un factor de carga promedio de 51,5% al 31 de diciembre de 2020. El parque eólico Trelew, que adquirimos en noviembre de 2017, ha alcanzado un factor de carga promedio de 41,1% hasta el 31 de diciembre de 2020. Nuestros nuevos parques eólicos que entraron en operación comercial desde noviembre de 2018 han promediado un factor de carga de 49,9% durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020. Además, hemos logrado un sólido historial de mantener la disponibilidad de nuestras plantas térmicas, con un factor de disponibilidad promedio ponderado de 98,1% durante el año terminado el 31 de diciembre de 2020.

Activo	Tipo de energía	FOC	MW	Venta de energías renovables (GWh)		
				2020	2019	2018
Rawson I	Eólica	Enero 2012	52.50	183	184	176
Rawson II	Eólica	Enero 2012	31.15	113	113	107
Rawson III	Eólica	Diciembre 2017	25.05	108	114	107
Trelew	Eólica	Agosto 2013	51.00	158	153	159
Madryn I	Eólica	Noviembre 2018	71.10	330	324	70
Madryn II	Eólica	Septiembre 2019	151.20	670	244	—
Villalonga I	Eólica	Diciembre 2018	51.75	252	236	23
Villalonga II	Eólica	Febrero 2019	3.45	17	16	
Pomona I	Eólica	Julio 2019	101.40	390	212	—
Pomona II	Eólica	August 2019	11.70	41	20	—
Chubut Norte I	Eólica	Diciembre 2018	28.80	141	140	15
Necochea	Eólica	Febrero 2020	37.95	150		—
Ullum I	Solar	Diciembre 2018	25.00	64	58	4
Ullum II	Solar	Diciembre 2018	25.00	63	60	4
Ullum III	Solar	Diciembre 2018	32.00	83	75	3

Activo	Tipo de energía	de FOC	MW	Factor de disponibilidad térmica (%)		
				2020	2019	2018
Bragado I	Térmica	Junio 2011	50.00	99.6	99.5	99.7
Bragado II	Térmica	Febrero 2017	58.01	91.4	98.6	93.0
Bragado III	Térmica	Mayo 2017	60.30	99.4	98.6	93.3
Las Armas II	Térmica	Junio 2010	25.00	99.0	99.0	99.6
Cruz Alta	Térmica	Ene. 2002/Febr. 2003	245.00	100.0	99.8	98.6

Resultado Financiero

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. Las ventas netas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2019, totalizaron Ps.13.502 millones, la utilidad bruta de Ps.8.638 millones, la pérdida neta ascendía a Ps.961 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps.11.096 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 64% y 82,2%, respectivamente. Las ventas netas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2018, totalizaron Ps.5.981 millones, la utilidad bruta de Ps.3.459 millones, la pérdida neta ascendía a Ps.969 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps.4.467 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 57,8% y 74,7%, 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); 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 400 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 and III, Villalonga I & II, Pomona I & II and Chubut Norte I & II) y Parques Solares fotovoltaicos (Ullum I, II & III).

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 25% 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 2018-2020 tienen PPAs adjudicados bajo el programa RenovAr y la Resolución 202/2016. Estos PPA tienen un plazo de 20 años, están denominados en dólares 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 Resumido, la vida contractual remanente promedio de nuestros PPA es de 14 años (16 años para nuestros PPA de energía eólica, 18 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 y 2021 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.

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 2020, el monto total previsionado por la Emisora en relación con estos procedimientos judiciales era de US\$2,5 millones. Véase la "Nota 11 a los Estados Financieros Anuales de la Emisora".

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 IEASA, 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.

Situación con la Provincia del Chubut respecto de las Centrales de Río Mayo y Gobernador Costa

El 12 de junio de 2007 Genneia celebró con la Provincia de Chubut un contrato para la instalación, operación y mantenimiento de equipamiento para generación termoeléctrica en las localidades de Río Mayo y Gobernador Costa. Tras la construcción de las centrales de Río Mayo y Gobernador Costa, parcialmente a partir del año 2011 y totalmente a partir de agosto 2013, la Provincia discontinuó los pagos de las facturas emitidas por la energía suministrada y la potencia puesta a disposición de las Centrales de Río Mayo y Gobernador Costa.

El 22 de agosto de 2017 la Compañía notificó a la Provincia de Chubut la terminación del contrato con motivo de dichos incumplimientos. Dicha terminación fue declarada por la Compañía luego de brindarle a la Provincia múltiples oportunidades para subsanar su incumplimiento.

El 7 de noviembre de 2017, la Compañía presentó una demanda contra la Provincia de Chubut ante el Superior Tribunal de Justicia de la Provincia con respecto a ciertas facturas impagas, que fue ampliado posteriormente.

El 6 de marzo de 2018, la Provincia de Chubut sancionó la Ley Provincial VII-82, de emergencia y consolidación de toda la deuda provincial exigible con anterioridad al 28 de febrero 2018, según la cual, a fin de que la Compañía pudiera cobrar los montos adeudados por la Provincia, debía realizar una verificación de su crédito ante el Ministerio de Economía y Crédito Público de la Provincia. Conforme la ley de emergencia, los saldos consolidados al 28 de febrero de 2018 se cancelarían mediante entrega de títulos públicos (TICADEP, Serie II), emitidos en Pesos, amortizables con un año de gracia en 4 cuotas

semestrales e iguales, y devengarían intereses a tasa BADLAR, pagadera trimestralmente. La Compañía se presentó oportunamente a verificar su crédito contra la Provincia de Chubut.

En el marco de la demanda judicial de cobro, el Superior Tribunal de Justicia de la Provincia resolvió favorablemente para la Sociedad la inclusión en la causa como hecho nuevo la acreditación y reconocimiento por la Contaduría General de la Provincia del capital de la deuda, cuya verificación fuera solicitada por la Sociedad.

El 4 de noviembre de 2020, la Compañía y la Provincia celebraron un acuerdo transaccional por medio del cual ambas partes renuncian, entre otras cuestiones, a efectuarse reclamos relacionados con el contrato de las Centrales de Río Mayo y Gobernador Costa y acuerdan el pago de la Provincia a la Sociedad por un monto de AR\$ 402,6 millones mediante la emisión y entrega de TICADEP Serie II. El acuerdo transaccional fue aprobado por el Poder Ejecutivo Provincial y fue presentado ante el Superior Tribunal de Justicia para su homologación judicial. A la fecha de este Prospecto, se encuentra pendiente la emisión y entrega de los TICADEP Serie II a la Sociedad.

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 (Gennea 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. Los asesores legales de la Sociedad consideran que, cuenta con los argumentos suficientes para conseguir un resultado favorable a sus intereses en sede judicial.

Desde fines del año 2019, en el marco de lo previsto en los PPAs vigentes para los Parques Eólicos Madryn I, Madryn 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 Resumido, la Secretaría de Energía no se ha expedido.

Situación con IEASA.

Créditos y pasivos con IEASA

Desde el año 2011 tanto la Sociedad como su subsidiaria Enersud comenzaron a acumular deudas con IEASA 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 IEASA 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 IEASA 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 IEASA la compensación legal de sus pasivos por un monto de US\$ 38,2 millones correspondiente a facturas emitidas por IEASA conforme a contratos de venta de gas (la "Deuda de Gas") con los créditos de la Emisora con IEASA correspondientes a diferencias de cambio y otros rubros retenidos de las facturas pagadas por CAMMESA (en representación de IEASA).

En octubre de 2017 y en junio de 2020, IEASA 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 IEASA.

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

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 IEASA 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, IEASA intimó a la Sociedad y a su Subsidiaria ENERSUD al pago de facturas relacionadas con el gas natural vendido por IEASA 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 IEASA 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).

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. En la demanda también se solicita la citación como tercero a la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación, de tal forma que la sentencia a ser dictada le resulte oponible. El Juzgado dio vista de las actuaciones a la Fiscalía Federal para que expida su opinión sobre la competencia del fuero interviniente. A la fecha de este Prospecto, CAMMESA contestó demanda y se encuentra pendiente que se resuelva la citación como tercero de la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación.

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, 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 Resumido, se encuentra pendiente la notificación de la demanda.

Según la opinión de nuestros asesores legales externos, 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.

Penalidad por Ullum 1 y Ullum 2

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, 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 Energías Sustentables S.A. (“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, 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.

El 27 de abril de 2020, las sociedades Ullum 1 y Ullum 2 notificaron a CAMMESA el inicio de un proceso arbitral en los términos previstos en los PPAs, cuestionando la procedencia de dichas penalidades. A la fecha del presente Prospecto Resumido, se presentó la demanda arbitral, la cual fue contestada por CAMMESA.

En caso de que, luego de abonada la multa por ESSA, por sentencia firme y definitiva se redujera total o parcialmente el monto de la multa, las sociedades deberán reintegrar a ESSA los montos descontados en exceso del monto final de la multa.

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 Ente Nacional Regulador de la Electricidad (“**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 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 y sujeta a la libre competencia. 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

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 (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° 706/2020).

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

En primer lugar, cabe destacar que la SE fue transferida al ámbito del Ministerio de Economía a través del Decreto N° 732/2020, publicado en el Boletín Oficial con fecha 7 de septiembre de 2020 (anteriormente, la SE se encontraba bajo la órbita del Ministerio de Desarrollo Productivo).

De acuerdo con lo previsto en el Decreto N° 732/2020, 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 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 Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), del Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), de la Unidad Especial del Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (UESTEE) y de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CONEA).

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 resumido –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.

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.

EI 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:

- 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;
- un mercado spot en el cual los precios se establecen sobre una base horaria ("**Precio Spot**"). Las compras realizadas en el mercado spot varían según el carácter del comprador: los grandes usuarios, generadores y autogeneradores pagan el Precio Spot, mientras que los distribuidores pagan un precio estacional calculado por CAMMESA y aprobado por la SE. Los precios estacionales son establecidos periódicamente por 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; 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. 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.

El 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 términos 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. Cada uno de ellos puede 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 95/2013 de la ex SE (la “**Resolución N° 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*”). Sus 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, siendo las unidades más eficientes despachadas en primer lugar.

Los generadores de electricidad compiten entre sí por el suministro 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. Sin embargo, 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.

De acuerdo con la Ley de Energía Eléctrica, la generación de energía eléctrica se clasifica como una actividad de interés general asociada a la provisión de servicios de transporte y distribución de electricidad, pero conducida en el marco de un mercado competitivo. Como resultado de la privatización e incorporación de nuevos actores del mercado, el sector de generación de energía, aun después de un proceso de consolidación que tuvo lugar durante los últimos años, tiene una estructura competitiva con al menos cuatro empresas de envergadura similar que operan en el mercado: (i) Central Puerto; (ii) Endesa Argentina S.A. (que incluye a Endesa Costanera S.A., Central Dock Sud S.A. e Hidroeléctrica el Chocón S.A.); (iii) Pampa Energía S.A. (que incluye a Central Térmica Güemes S.A., Central Térmica Loma la Lata S.A., Inversora Piedra Buena S.A., Inversora Diamante S.A., CTG e Inversora Nihuales, y las plantas que eran propiedad de Petrobras Argentina S.A., que fue adquirida por Pampa Energía S.A.); (iv) AES Argentina Generación S.A. (que incluye a Central Térmica San Nicolás S.A. e Hidroeléctrica Alicurá S.A.). Asimismo, una parte importante del sector de generación es controlada por empresas de propiedad estatal y de control estatal (por ejemplo, Yacretá, Salto Grande, Atucha y Embalse e YPF) y otros generadores del sector privado (por ejemplo, Orazul, Albanesi y Capex).

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 celebrados con distribuidoras, grandes usuarios y otros grandes compradores como CAMMESA. Los generadores, y en particular, quienes generan a partir de fuentes no renovables, no son remunerados únicamente por la electricidad vendida en el mercado, sino también por los pagos fijos en relación con la capacidad en firme, y deben pagar a las empresas de transporte (y, eventualmente, a las distribuidoras), los cargos correspondientes por el uso de sus redes para colocar la capacidad vendida en el MEM (Ver “*Fondo de Estabilización: Reglamentaciones y Legislación Post Crisis Energética*”).

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, en forma incipiente, 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 diesel.

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 CMMESA, 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 CMMESA. 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 C.O.T.D.T. Comahue.

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

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 Ministerio de Energía 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.

En el marco de esta declaración de emergencia, el ex MEyM dictó las Resoluciones N° 6/2016 y 7/2016.

A partir de la sanción del Decreto N° 80I/2018, las funciones del ex MEyM fueron continuadas por el ex Ministerio de Hacienda y, a partir de la emisión del Decreto N° 7/2019, todas las competencias relativas a la política nacional en materia energética fueron centralizadas en el Ministerio de Desarrollo Productivo. Finalmente, a partir de la emisión del Decreto N° 706/2020, las competencias relativas a la política nacional en materia energética fueron traspasadas al Ministerio de Economía.

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 Poder Ejecutivo Nacional 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). Dicha medida es de aplicación con respecto a: beneficiarios de la Asignación Universal por Hijo (AUH) y la Asignación por Embarazo; beneficiarios de Pensiones no Contributivas que perciban ingresos mensuales brutos no superiores a DOS (2) veces el Salario Mínimo Vital y Móvil; usuarios inscriptos en el Régimen de Monotributo Social; jubilados y pensionados; trabajadores en relación de dependencia que perciban una remuneración bruta menor o igual a DOS (2) Salarios Mínimos Vitales y Móviles; Trabajadores monotributistas inscriptos en una categoría cuyo ingreso anual mensualizado no supere en DOS (2) veces el Salario Mínimo Vital y Móvil; Usuarios que perciben seguro de desempleo; electrodependientes, beneficiarios de la Ley N° 27.351; usuarios incorporados en el Régimen Especial de Seguridad Social para Empleados de Casas Particulares (Ley N° 26.844); exentos en el pago de ABL o tributos locales de igual naturaleza; las Micro, Pequeñas y Medianas Empresas (MiPyMES), conforme lo dispuesto por la Ley N° 25.300 afectadas en la emergencia; las Cooperativas de Trabajo o Empresas Recuperadas inscriptas en el INSTITUTO NACIONAL DE ASOCIATIVISMO Y ECONOMÍA SOCIAL (INAES) afectadas en la emergencia; las instituciones de salud, públicas y privadas afectadas en la emergencia; las Entidades de Bien Público que contribuyan a la elaboración y distribución de alimentos en el marco de la emergencia alimentaria.

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 plazo de la renegociación no podrá exceder de dos (2) años desde el dictado el referido Decreto.

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.

Precios

Precio Estacional

El precio efectivo pagado por los distribuidores por la compra de electricidad debe ser 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 está 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. CAMMESA utiliza modelos de optimización y una base de datos estacional para determinar los precios estacionales, y consideraría tanto el suministro como la demanda de energía previstos, incluso la disponibilidad prevista para generar capacidad, las importaciones comprometidas y las exportaciones de electricidad y los requerimientos de las distribuidoras y los grandes usuarios. Sin embargo, a partir de 2002, estos valores fueron fijados por la SE, con independencia del Precio Spot 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.

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.

Mediante la Resolución N° 6/2016, el ex Ministerio de Energía reconoció el desfasaje 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.

Sucesivamente, el Poder Ejecutivo continuó con la fijación de precios estacionales para el MEM, a través de una serie de resoluciones y disposiciones, incluyendo: Resolución N° 22/2016 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica (“SEE”), Resolución SEE N° 41/2016, Resolución SEE N° 384 E/2016, Resolución SEE N° 20 E/2017, Resolución SEE N° 256 E/2017, Resolución SEE N° 979 E/2017, Disposición N° 44/2018 de la Subsecretaría de Energía Eléctrica (“SSEE”), Disposición SSEE N° 75/2018, Disposición SSEE N° 97/2018 y las Resoluciones N° 14/2019 y N° 38/2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico.

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 da 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, pero continúa siendo insuficiente para cubrir las diferencias entre el precio spot y el precio estacional.

Conforme se mencionó anteriormente, la diferencia entre el precio estacional cobrado a los usuarios finales y el Precio Spot pagado a las empresas generadoras es absorbida por el gobierno argentino a través de subsidios otorgados al Fondo de Estabilización y por los generadores que acumularon acreencias contra CAMMESA. 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).

Cada generador podía optar por ingresar al nuevo esquema, previa renuncia de 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 ex SE. Asimismo, cada agente generador debía comprometerse a 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.

Adicionalmente, el artículo 8 de la Resolución N° 95 determinó que, con el objeto de optimizar y minimizar los costos del abastecimiento de combustibles a las centrales del MEM, la gestión comercial y el despacho de combustibles quedó centralizado en el organismo encargado del despacho (CAMMESA). A partir de la fecha de publicación de la Resolución N° 95, a medida que las relaciones contractuales entre los agentes del MEM y sus proveedores de combustibles e insumos asociados se fueran extinguiendo, CAMMESA dejará de reconocer tales costos asociados a la operación.

Sin perjuicio de ello, a través de la Resolución N° 70/2018 emitida por la ex Secretaría de Gobierno de Energía, se habilitó a los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM a procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica. Los costos de generación con combustible propio se valorizarán de acuerdo al mecanismo de reconocimiento de los Costos Variables de Producción reconocidos por CAMMESA.

Respecto de los agentes que no hicieran o no pudieran hacer uso de esta facultad, CAMMESA continuaría con la gestión comercial y el despacho de combustibles en los términos de la Resolución N° 95, o acordados en regímenes especiales.

Sin embargo, a raíz del dictado de la Resolución N° 12/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo, la Resolución N° 70/2018 fue derogada, y la vigencia del artículo 8 de la Resolución N° 95 fue reestablecida.

El régimen remunerativo de la Resolución N° 95 comprendió tres conceptos:

- Remuneración de Costos Fijos de los Agentes Generadores Comprendidos: tiene en cuenta y remunera la potencia puesta a disposición en las horas de remuneración de la potencia. La remuneración está sujeta al cumplimiento de una “disponibilidad objetivo”, equivalente a la disponibilidad promedio por tecnología de los últimos tres años calendarios y la disponibilidad media histórica de cada unidad. La remuneración que recibirá el agente generador, de acuerdo con el grado de cumplimiento de la disponibilidad objetivo, hace distinción entre las tecnologías térmica convencional e hidroeléctrica. La Resolución N° 95 establece que en los casos en que la remuneración de costos fijos no pueda obtenerse por incumplimiento de los parámetros de la disponibilidad objetivo, en ningún caso esta remuneración no podrá ser inferior a \$12 /MW-hrp.
- Remuneración de Costos Variables (no combustibles) de los Agentes Generadores Comprendidos: se establecen nuevos valores que reemplazan a la remuneración de los costos variables de mantenimiento y otros costos variables no combustibles. Su cálculo es mensual y será en función de la energía generada por tipo de combustible.
- Remuneración Adicional de los Agentes Generadores Comprendidos: a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2013, será remunerado conforme a los valores y la distribución indicada en el anexo III de la Resolución N° 95. Una porción de esta remuneración será liquidada a los Generadores Comprendidos en forma directa, y la otra porción será destinada a un nuevo fideicomiso para ser reinvertido en la financiación de nuevos proyectos de infraestructura en el sector eléctrico. Esta remuneración se determina mensualmente, y su cálculo será en función de la energía total generada.

Asimismo, 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.

Con fecha 20 de agosto de 2013, la SE, mediante la Nota S.E. N° 4858/13, instrumentó un mecanismo de prioridad de pago, instruyendo a CAMMESA a seguir determinados lineamientos. CAMMESA debía contabilizar los montos que, por implementación del artículo 9 de la Resolución N° 95, percibía directamente de los grandes usuarios del MEM por su demanda abastecida. Estos montos debían destinarse de manera prioritaria a cubrir la remuneración de los agentes generadores bajo el siguiente esquema: a cubrir en primera medida los costos fijos, luego los costos variables y en última instancia la remuneración adicional directa.

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.

Adicionalmente, la Resolución N° 529 incorporó un nuevo esquema de remuneración de mantenimientos no recurrentes (la “**remuneración de mantenimientos no recurrentes**”) aplicable a la generación de origen térmico, que se determina mensualmente y es calculado en función de la energía total generada.

Por otra parte, se introdujo un cambio en la metodología del esquema de remuneración de costos fijos de los agentes generadores térmicos en función de su disponibilidad. Esta remuneración por costos fijos será variable, en función de la “disponibilidad registrada”, “disponibilidades objetivo de la tecnología”, “disponibilidad histórica” y la época del año.

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;

La ex SEE modificó el esquema de remuneración establecido por la Resolución N° 482 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 un 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**"). La Resolución N° 31 se destacó por establecer un esquema remunerativo valuado en pesos argentinos, dejando atrás la valuación en dólares estadounidenses.

Cabe destacar que la Resolución 31, en su Anexo VI, prevé 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 Secretaría de Energía con fecha 8 de abril de 2020.

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.

Esquema Remunerativo Actual – Resolución N° 31

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 según lo establecido en la siguiente fórmula:

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

En donde:

IPIM: Índice de Precios Internos al Por Mayor, publicado por el INDEC (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos)

IPC: Índice de Precios al Consumidor, publicado por el INDEC (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos)

La metodología de remuneración para los generadores en el mercado spot establecida en la Resolución N° 31 es la siguiente:

Remuneración de Generadores Habilitados Térmicos:

Los generadores térmicos recibirán un pago por potencia disponible mensual, la energía generada, la energía operada y la energía generada durante HMRT.

a) Pago por potencia disponible mensual

a.1) Precio Base de la Potencia para generadores que no ofrecen DIGO

Precio Mínimo por Potencia	
Tecnología	PrecBasePot
	\$/MW-mes
CC Grande > 150 MW	100.650
CC Chico <= 150 MW	112.200
TV Grande > 100 MW	143.550
TV Chico <= 100 MW	171.600
TG Grande > 50 MW	117.150
TG Chico <= 50 MW	151.800
Motores Combustión Interna >42MW	171.600

a.2) Precio para la Potencia Garantizada Ofrecida DIGO, para generadores ofreciendo DIGO.

Precio Potencia Garantizada Ofrecida DIGO		
Tecnología	PrecPotDIGO	
	Invierno./Verano.	Resto
	\$/MW-mes	\$/MW-mes
CC Grande > 150 MW	360.000	270.000
CC Chico <= 150 MW	360.000	270.000
TV Grande > 100 MW	360.000	270.000
TV Chico <= 100 MW	360.000	270.000
TG Grande > 50 MW	360.000	270.000
TG Chico <= 50 MW	360.000	270.000
Motores de Combustión Interna <=42MW	420.000	330.000

a.3) Factor de Uso (FU):

El FU afecta la remuneración por potencia y es determinado en base a la relación entre la Energía Operada y la Potencia Disponible Actual en los últimos 12 meses previo al mes relevante, sin considerar las horas de mantenimiento autorizadas por CAMMESA.

$$FU_{gm} = \text{GenopAñoMóvm} / (\text{DRPg.m.prom} \times \text{hs año móvil})$$

En donde

GenopAñoMóvm: es la energía operada total de la unidad generadora “g” en el año móvil previo al del mes “m” de emisión del DTE.

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

DRPg.m.prom: es la Disponibilidad Real de Potencia, promedio de la unidad generadora “g” en el año móvil previo al del mes “m” de emisión del DTE.

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

En donde

kFM: número de horas fuera de períodos de mantenimiento (autorizados por CAMMESA) dividido por el número de horas en el mes.

a.4) Disponibilidad Real de Potencia (DRP), para generadores que no ofrecen DIGO:

$$\text{REM BASE [$/month]} = \text{PrecBasePot} * \text{DRP [MW]} * \text{kFM}$$

Ajuste por FU a REM BASE

Si FU < 30%

$$\underline{\text{REM TOT}} (\$/\text{mes}) = \text{REM BASE} * 0.6$$

Si 30 % <= FU < 70%

$$\underline{\text{REM TOT}} (\$/\text{mes}) = \text{REM BASE} * (\text{FU} + 0.3)$$

Si FU >= 70%

$$\underline{\text{REM TOT}} (\$/\text{month}) = \text{REM BASE}$$

a.5) Remuneración de Disponibilidad de Potencia Garantizada Ofrecida para los Generadores Habilitados Térmicos que si declaren DIGO:

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

entonces

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

PrecPotDIGO

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

entonces

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

Ajuste por FU a REM DIGO

Si FU < 30%

$$\underline{\text{REM TOT}} (\$/\text{mes}) = \text{REM DIGO} * 0.6$$

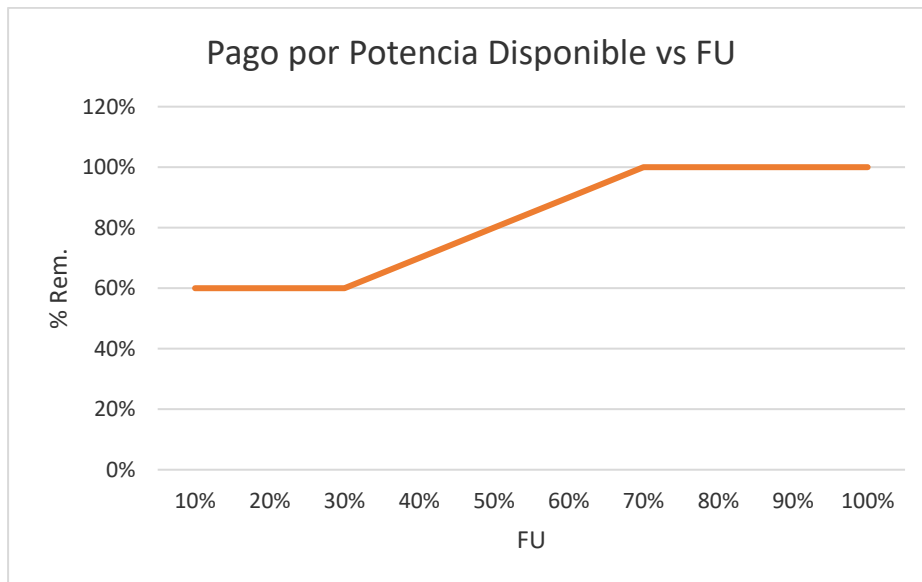
Si 30 % <= FU < 70%

$$\underline{\text{REM TOT}} (\$/\text{mes}) = \text{REM DIGO} * (\text{FU} + 0.3)$$

Si FU >= 70%

$$\underline{\text{REM TOT}} (\$/\text{mes}) = \text{REM DIGO}$$

El siguiente gráfico muestra el efecto del FU sobre la Remuneración por Disponibilidad de Potencia



b) Remuneración por Energía Generada y Operada para centrales térmicas.

b.1) La remuneración por Energía Generada debe cubrir los costos de O&M y depende del tipo de combustible utilizado. Los precios por Energía Generada pueden verse en el siguiente cuadro:

Tecnología/Escala	Energía Generada (O&M)			
	Gas Natural	Fuel Oil / Gas Oil	BioComb	Carbón Mineral
	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh

CC grande > 150 MW	240	420	600	0
CC chico <= 150 MW	240	420	600	0
TV grande > 100 MW	240	420	600	720
TV chica <= 100 MW	240	420	600	720
TG grande > 50 MW	240	420	600	0
TG chica <= 50 MW	240	420	600	0
Motores Combustión Interna <=42MW	240	420	720	0

b.2) La Energía Operada tiene una remuneración de 84 \$/MWh para cualquier tipo de combustible, y aplica en adición a la potencia rotante a lo largo del mes.

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

c) Remuneración por Horas de Máximo Requerimiento Térmico (“HMRT”) para generadores térmicos:

c.1) Esta remuneración aplica a la potencia entregada promedio durante las 25 horas de HMRT en el mes relevante, antes definidas como HMRT-1 y HMRT-2.

El precio de remuneración “PrecPHMRT” es \$/MW 37.500, y es afectado por un factor estacional FRPHMRT, como se indica en el cuadro a continuación:

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

La remuneración durante HMRT RemPHMRT para las centrales térmicas se determina:

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

donde

Potgemhrt1: potencia generada media durante HMRT-1.

Potgemhrt2: potencia generada media durante HMRT-2.

Mediante la Nota Administrativa NO-2020-24910606-APN-SE#MDP emitida por la Secretaría de Energía cursada el 8 de abril de 2020 se estableció posponer hasta nueva decisión la aplicación del Anexo VI de la resolución 31/2020 de la Secretaría de Energía, el cual establece la actualización de los precios mensualmente.

Remuneración otras tecnologías de remuneración en el mercado spot

A la energía generada por centrales de generación habilitadas que funcionan a partir de fuentes energéticas no convencionales, tales como eólica, solar fotovoltaica, biomasa y biogas, se le reconocerá un precio de energía no convencional (PENC) establecido en 1680\$/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.

Programa de Energía Distribuida

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 (hoy IEASA).

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 celebrados en el marco del Programa de Energía Distribuida 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 del Programa de Energía Distribuida 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 en el marco del Programa de Energía Distribuida 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 en el marco del Programa de Energía Distribuida 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 del marco del Programa de Energía Distribuida, 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 del Programa de Energía Distribuida, véase *"Información sobre la Sociedad—Generación de Energía."*

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

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

La especial naturaleza de la matriz energética argentina presenta grandes desafíos y oportunidades a mediano y largo plazo. De acuerdo con la información más reciente publicada por CAMMESA, en el mes de diciembre de 2020, la generación de fuentes renovables en Argentina tuvo una participación del 10% en la energía del mes. El 66% correspondió a energía térmica, el 17% a energía hidráulica, y el 5% a energía nuclear.

La siguiente tabla muestra el crecimiento de la generación de fuentes renovables entre los años 2016 a 2020.

Tecnología Renovable [GWh]	Total 2016	Total 2017	Total 2018	Total 2019	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20
Biogas	58	64	145	256	23	21	24	24	26	26	28	28	26	27	26	26
Biomasa	193	243	252	299	16	13	15	17	19	39	44	49	51	49	52	55
Solar	14	16	108	800	107	84	99	80	73	60	67	87	125	151	195	216
Hidro Renovable	1 820	1 696	1 432	1 462	129	130	110	104	80	59	59	86	114	135	129	122
Eólico	547	616	1 413	4 963	683	650	665	612	729	731	757	930	852	910	866	1 021
TOTAL	2 632	2 635	3 350	7 779	958	898	913	838	927	916	955	1 180	1 169	1 273	1 267	1 440

Fuente: CAMMESA – Informe Mensual - Diciembre 2020.

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 Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (“**FODER**”). El FODER es un fideicomiso público administrado por el Banco de Inversión y Comercio Exterior (“**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 la posibilidad de obtener la devolución anticipada de IVA correspondiente a los bienes nuevos amortizables – excepto automóviles - u obras de infraestructura incluidos en el proyecto de inversión propuesto, o

alternativamente practicar en el impuesto a las ganancias la amortización acelerada de los mismos, no pudiendo acceder a los dos beneficios por un mismo proyecto:

- 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: 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

Las Leyes de Energías Renovables, junto con el Decreto N° 531/2016 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, y que básicamente prevén los siguientes beneficios fiscales:

- Devolución anticipada del IVA y amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, pudiendo accederse a ambos beneficios en forma simultánea, con reducción de la extensión de los beneficios en función del momento en que ocurra el principio efectivo de ejecución del proyecto;
- 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 empresas con derecho a acceder al régimen de promoción, en la medida en que esos dividendos se reinviertan en nuevos proyectos de infraestructura dentro del país.

Cabe destacar que posteriormente se eliminó la aplicación del impuesto de retención del 10% sobre dividendos para todas las distribuciones de dividendos realizadas en los términos de la Ley N° 27.260 (publicada en el Boletín Oficial el 22 de julio de 2016). Mediante la sanción de la ley N° 27.430 (publicada en el Boletín Oficial el 29 de diciembre de 2017) se grava nuevamente la ganancias neta de las personas humanas, sucesiones indivisas y beneficiarios del exterior derivada de los dividendos y utilidades distribuidas por las empresas que tributarán a la alícuota del 13% para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1/01/2018 hasta el 31/12/2019 y del 7% para los ejercicios posteriores. En virtud de la sanción de la ley 27.541 (publicada en el Boletín Oficial el 23 de diciembre de 2019) se suspende la aplicación de la alícuota del 7% hasta los ejercicios que inicien a partir del 1 de enero de 2021 inclusive. Según ha trascendido recientemente, existe un proyecto de ley sujeto a discusión por parte del Congreso Nacional para prorrogar las disposiciones del artículo 48 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva para los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021 y hasta el 31 de diciembre de 2021, inclusive.

- 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.

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 del Chubut sancionó la Ley XVII N° 134 en virtud de la cual adhirió a todos los beneficios otorgados por la Ley nacional N° 27.191 y el Decreto N° 531/2016 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 todos los beneficios otorgados por la Ley nacional N° 27.191 y el Decreto N° 531/2016 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; y

- 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° 27.198 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 bienes o parte de los mismos afectados a la instalación de estaciones de generación de energía obtenida a partir de energía renovable;

(ii) Impuesto de sellos para actos o contratos específicos relacionados con la actividad de generación de energía mediante fuentes renovables; y

(iii) Impuesto sobre los ingresos brutos para la actividad de generación de electricidad mediante la utilización de fuentes renovables.

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 –ahora IEASA- 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 solicitudes 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, actualmente en operación, el Proyecto Eólico Madryn, actualmente en proceso de desarrollo 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.

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.

- 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 aquélla 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 rescindiré el contrato y se ejecutará la garantía de cumplimiento de contrato constituida conforme con lo previsto en la referida Resolución.

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

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

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

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

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

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 Nº 488-E/2017 emitida el 19 de diciembre de 2017, se le adjudicó el derecho a desarrollar el Proyecto de Biomasa La Florida. Para más información sobre los proyectos Chubut Norte III, Chubut Norte IV y La Florida, véase “*Información sobre la Sociedad—Generación de Energía—Proyectos de Ampliación—Proyectos de Fuentes de Energía Renovable.*”

Energías Renovables: Nuevo Régimen del Mercado a Término (MATER) - Resolución Nº 281

Como se explicó anteriormente, en la medida que la Ley Nº 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 Nº 230/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía) que reglamenta el Mercado a Término de 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, 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 Nº 27.191 por parte de los grandes usuarios del MEM y las grandes demandas (clientes de los 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 9º del Anexo II del Decreto Nº 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 Nº 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 Nº 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.

Instrucciones emitidas por la SE en el marco de la pandemia de COVID-19.

El 10 de junio de 2020, el Secretario de Energía emitió la nota NO-2020-37458730-APN-SE#MDP, mediante la cual instruyó a CAMMESA la suspensión del cómputo de plazos respecto de la ejecución de los contratos del Programa RenovAr Rondas

1, 1.5, 2 y 3, con fundamento en la emergencia sanitaria declarada por la Ley de Solidaridad, el contexto de pandemia mundial de COVID-19 y el aislamiento social, preventivo y obligatorio dispuesto por el DNU N° 297/2020, desde el 19 de marzo de 2020 hasta 12 de septiembre de 2020, inclusive (el “**Período de Suspensión**”).

El Período de Suspensión resultaba aplicable al cómputo de plazos de las obligaciones emergentes de los PPA y alcanzaba a los titulares de proyectos que suscribieron PPAs a partir de fuentes renovables y los contratos celebrados en el marco de las Resoluciones N° 202/2016 y 281/2017 del ex MEyM, y la Resolución N° 287/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica, cuyos proyectos no se encontraban habilitados comercialmente al momento del inicio del Período de Suspensión.

Posteriormente, con fecha 10 de septiembre de 2020, la Subsecretaría de Energía Eléctrica emitió la nota NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC, mediante la cual instruyó una prórroga el Período de Suspensión hasta el 15 de noviembre de 2020 inclusive, para aquellos proyectos que no hubieran sido habilitados comercialmente a partir del 12 de marzo, inclusive. Sin perjuicio de ello, para beneficiarse de la referida prórroga, cada generador debía presentar una nota a CAMMESA efectuando la renuncia de presentar cualquier reclamo administrativo y/o judicial ante el Estado Nacional, la Secretaría de Energía y CAMMESA en relación con las demoras en cada uno de los proyectos del que sea titular y en razón de la emergencia sanitaria.

Finalmente, en fecha 18 de diciembre de 2020, la Secretaría de Energía emitió la nota NO-2020-88681913-APN-SE#MEC, mediante la cual se prorrogó el Período de Suspensión por un plazo de cuarenta y cinco (45) días corridos contados desde el 16 de noviembre de 2020, aplicable únicamente a los proyectos dieron estricto cumplimiento con lo dispuesto en la Nota NO-2020-60366379-APN-SSEE#MEC.

Instrucciones emitidas por la SE en el marco de las restricciones cambiarias

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 condicionado a que los titulares de los proyectos renuncien a formular reclamos vinculados con las restricciones cambiarias.

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 Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación. 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 Secretaría de Energía de la Nación 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°555/01 del ENRE que establece la obligatoriedad de que todos los agentes del MEM elaboren e implanten sistemas de gestión ambiental, y sus normas complementarias como ser, por ejemplo, la Resolución N°636/04 del ENRE; 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); 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 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 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 Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible (“OPDS”) 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 y su Decreto Reglamentario N° 531/19 sobre radicación de industrial dentro de la jurisdicción de la provincia de Buenos Aires; e) la Ley N°11.720 y su Decreto Reglamentario N°806/97 sobre 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 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 124/10 del OPDS), 129/97 y 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 y N°5.394/97 sobre prevención y control de la contaminación por parte de las industrias; b) el Decreto N°4.977/09, 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 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; d) la Ley N°9.172 (Ley de Aguas de la provincia de Entre Ríos) y su Decreto Reglamentario N°7.547/99; y e) la Ley N°8.916 y sus modificatorias que establecen el marco regulatorio del sector eléctrico de la provincia de Entre Ríos; 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 que adhiere a la Ley Nacional N°24.051 de residuos peligrosos; c) la Ley N°7.139 (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 (modificada por la Ley N°2.059-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 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 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.

Gennea es uno de los principales actores en el sector de generación de energía eléctrica de Argentina y operando estimativamente el 23% de la capacidad eólica instalada en el país al 31 de diciembre de 2020. 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.

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, Gennea 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.

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 Resumido, la vida promedio ponderada remanente de nuestros PPA es de 14 años (16 años para nuestros PPA de energía eólica, 4 años para los de energía térmica, 18 años para los de energía solar y 20 años para los de biomasa). 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 438 MW de activos de generación de energía térmica de alta eficiencia con un factor de disponibilidad promedio de 98,08% al 31 de diciembre de 2020. La Emisora ha añadido 366 MW de capacidad instalada de energía térmica en 2017 a través de la expansión de nuestras centrales térmicas Bragado II y Bragado III y a través de la adición de la central Cruz Alta el 11 de agosto de 2017 mediante la adquisición de GETSA por parte de GEDESA, su subsidiaria totalmente controlada.

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 previsibles. Genneia está abocada a mantener un elevado factor de disponibilidad de sus plantas actualmente operativas, incluyendo aquellas adquiridas, y a lograr resultados similares con la cartera de nuevos proyectos. En este sentido, la Compañía tiene previsto seguir invirtiendo en equipos para mejorar la eficiencia y disponibilidad.

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

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

Cumplir con estrictas normas de gobierno corporativo y responsabilidad social.

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

GENERACIÓN DE ENERGÍA

Centrales Eléctricas Operativas

La Emisora posee y opera: los parques eólicos Rawson I y II, de 53 MW y 31 MW, respectivamente; el parque eólico Rawson III, de 25 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 29 MW, 52 MW y 71 MW, respectivamente, los cuales comenzaron su operación comercial

en diciembre de 2018, los parques eólicos Pomona I y II de 101 MW y 12 MW respectivamente los cuales comenzaron su operación comerciales el julio y agosto 2019, el parque eólico Madryn II de 151 MW el cual inició su operación comercial en septiembre de 2019; el parque eólico Necochea de 38 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 MW, 58 MW y 83 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 Resumido. 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.

La Emisora también posee y opera seis 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 438 MW. La Emisora incorporó 366 MW de capacidad instalada de energía termoeléctrica en 2017. 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 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 Resumido (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
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
Centrales Térmicas			
Las Armas II	Provincia de Buenos Aires	Enero 2011	25,00
Bragado I	Provincia de Buenos Aires	Junio 2011	50,00
Bragado II	Provincia de Buenos Aires	Febrero 2017	59,20
Bragado III	Provincia de Buenos Aires	Mayo 2017	59,20
Cruz Alta	Provincia de Tucumán	Enero 2002/Febrero 2003 ⁽⁴⁾	245,00
Total			1.306

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%.

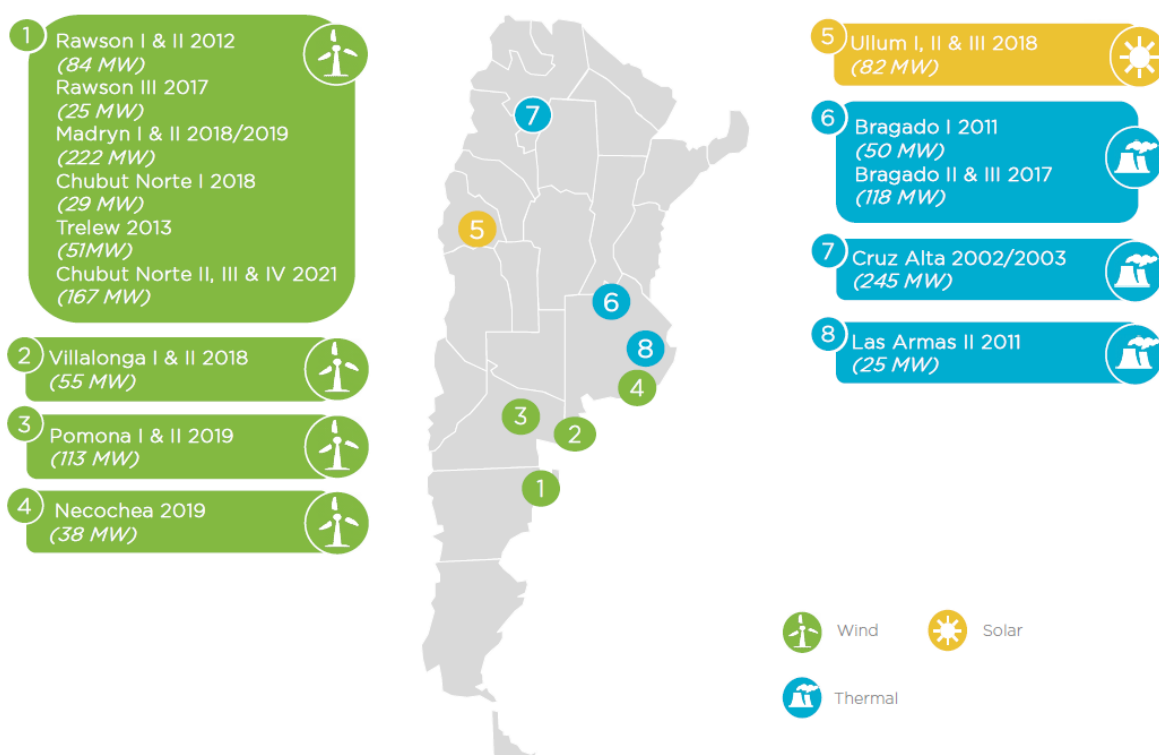
(3) La participación accionaria de la Compañía es del 51%.

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

(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.

A la fecha del presente Prospecto Resumido, la entidad se encuentra evaluando distintas alternativas respecto de los activos que componen a las centrales térmicas cuyos plazos contractuales han finalizado. En virtud de la posibilidad de disponer de dichos activos, la Emisora ha solicitado a la Secretaría de Energía la desconexión de la central térmica Las Armas II, la cual no cuenta con PPA activo, pero se encuadra despachando energía bajo el esquema remunerativo de Energía Base, la cual dejará de despachar energía a partir de la fecha en que CAMMESA autorice la desconexión.

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 2018, 2019 y 2020.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2018	2019	2020
Parques eólicos			
Rawson I y II			
Ventas netas	35,8	37,7	38,4
Factor de disponibilidad	97,9%	97,2%	97,0%
Generación neta (GWh)	283	297	296
Rawson III ⁽¹⁾			
Ventas netas	7,1	7,9	7,4
Factor de disponibilidad	97%	97,7%	93,6%
Generación neta (GWh)	107	114	108
Trelew			

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2018	2019	2020
Ventas netas	20,3	19,4	20,1
Factor de disponibilidad	84,9%	78,3%	81,1%
Generación neta (GWh)	159	153	158
Chubut Norte I			
Ventas netas	0,6	10,8	11,1
Factor de disponibilidad	86,6%	96,0%	96,4%
Generación neta (GWh)	15	140	141
Madryn I			
Ventas netas	4,8	29,1	29,9
Factor de disponibilidad	82,8%	95,7%	97,5%
Generación neta (GWh)	70	324	330
Madryn II			
Ventas netas	-	16,7	60,6
Factor de disponibilidad	-	97,9%	97,2%
Generación neta (GWh)	-	244	671
Villalonga I			
Ventas netas	0,5	15,3	16,6
Factor de disponibilidad	95,8%	95,9%	97,1%
Generación neta (GWh)	23	236	252
Villalonga II			
Ventas netas	-	0,8	1,0
Factor de disponibilidad	-	96,4%	97,8%
Generación neta (GWh)	-	16	17
Pomona I			
Ventas netas	-	11,6	25,6
Factor de disponibilidad	-	92,7%	93,2%
Generación neta (GWh)	-	212	390
Pomona II			
Ventas netas	-	1,0	2,3
Factor de disponibilidad	-	98,2%	80,4%
Generación neta (GWh)	-	20	41
Necochea			
Ventas netas	-	-	9,7
Factor de disponibilidad	-	-	96,9%
Generación neta (GWh)	-	-	150
Parques solares			
Ullum Solar I⁽⁵⁾			
Ventas netas	0,1	3,7	4,1
Factor de disponibilidad	N/A	76,2%	79,2%
Generación neta (GWh)	4	58	64
Ullum Solar II⁽⁵⁾			
Ventas netas	0,1	3,9	4,2
Factor de disponibilidad	N/A	78,1%	79,9%
Generación neta (GWh)	4	60	63
Ullum Solar III⁽⁵⁾			
Ventas netas	0,1	5,1	5,7
Factor de disponibilidad	N/A	76,7%	81,6%
Generación neta (GWh)	3	75	83
Centrales térmicas			
Matheu⁽³⁾			
Ventas netas	9,3	2,8	0,6
Factor de disponibilidad	100,0%	99,8%	99,9%
Generación neta (GWh)	5	22	9
Paraná⁽³⁾			
Ventas netas	10,5	6,3	1,3
Factor de disponibilidad	100,0%	99,8%	91,6%

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2018	2019	2020
Generación neta (GWh).....	6	13	3
Concepción del Uruguay ⁽³⁾			
Ventas netas	10,5	9,0	1,2
Factor de disponibilidad	100%	99,7%	100%
Generación neta (GWh).....	3	11	1
Olavarría ⁽³⁾			
Ventas netas	10,5	8,5	1,5
Factor de disponibilidad	99,9%	99,9%	97,8%
Generación neta (GWh).....	8	35	35
Las Armas			
Ventas netas	9,6	9,7	7,4
Factor de disponibilidad	99,5%	98,9%	81,1%
Generación neta (GWh).....	80	113	105
Bragado ⁽²⁾			
Ventas netas	48,3	48,0	45,1
Factor de disponibilidad	97,2%	98,9%	96,6%
Generación neta (GWh).....	460	420	306
Pinamar ⁽³⁾			
Ventas netas	2,4	0,5	-
Factor de disponibilidad	98,9%	88,8%	-
Generación neta (GWh).....	34	11	-
Gobernador Costa ⁽⁴⁾			
Ventas netas	1,4	0,3	-
Factor de disponibilidad	60,2%	66,5%	-
Generación neta (GWh).....	9	2	-
Río Mayo ⁽⁴⁾			
Ventas netas	2,2	0,2	-
Factor de disponibilidad	99,0%	99,9%	-
Generación neta (GWh).....	12	2	-
Cruz Alta			
Ventas netas	22,2	14,5	9,0
Factor de disponibilidad	98,60%	99,8	100%
Generación neta (GWh).....	52	20	8

Notas:

(1) Rawson III inició operaciones comerciales el 21 de diciembre de 2017.

(2) 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.

(3) 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.

(4) El 4 de abril de 2019 se hizo entrega a la Provincia del Chubut, a través de una consignación judicial, de los inmuebles, instalaciones y demás bienes que conforman las centrales de generación eléctrica de las localidades de Río Mayo y Gobernador Costa.

(5) 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.

Parques eólicos

Parque eólico Rawson I y II

En el año 2009, la Emisora participó en un proceso de licitación internacional (Licitación IEASA N°1/2009) llevado a cabo por IEASA 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 Resumido 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 41,14% hasta el 31 de diciembre de 2020, frente a un factor de carga promedio de 37,4% y 23,9% durante el 2018 en Estados Unidos y el Reino Unido, respectivamente, de acuerdo con lo informado por el Departamento de Energía estadounidense y el Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial del Reino Unido. El factor de carga combinado de nuestros parques eólicos Rawson I y Rawson II, de acuerdo con la información proporcionada por CAMMESA, aumentó del 38,6% para 2018 al 40,6% al 31 de diciembre de 2019 y se mantuvo en un promedio del 40,2% al 31 de diciembre de 2020. 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 IEASA 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.

La Emisora también 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.

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.

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., 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.

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.

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 Resumido, 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 IEASA 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 Resumido, 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 IEASA 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 IEASA (ex “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 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 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 en 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 Resumido, 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 a 20 años con CAMMESA por la totalidad de la capacidad instalada del parque eólico Pomona I (**“Pomona I”**).

Pomona I está emplazado sobre 1.365 hectáreas en la región central de la Provincia de Río Negro, aproximadamente 4 km al oeste de la estación transformadora de 500kV de Choele Choel. Pomona I, demandó una inversión de US\$135 millones. Su capacidad instalada es de 101,4 MW y cuenta con 26 aerogeneradores de 3,9 MW de potencia cada uno. Basado en las estimaciones de la Emisora, las cuales, entre otras cosas, toman en consideración dos años de estudios de vientos preparados por la Emisora, esta última cree que Pomona I podría alcanzar un factor de carga promedio del 45,1%, con una probabilidad del 50% (lo que en la industria también se conoce como “P50”) en un período de diez años. Este proyecto incluyó la instalación de una subestación en 33/132kV dentro del parque y la conexión al SADI a través de una línea de 132kV, la cual conecta las localidades de Choele Choel y Beltrán.

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

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

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

Parque Eólico Pomona II

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

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

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

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

A la fecha de este Prospecto, el parque eólico Pomona II se encuentra construido, con una capacidad instalada de 12 MW,

y en operación comercial desde agosto del 2019.

Parque Eólico Necochea

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

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

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

El 8 de febrero de 2020, CAMMESA otorgó la autorización comercial del parque eólico Vientos de Necochea. Esto significó una demora en los plazos comprometidos bajo el PPA, ya que la fecha acordada en dicho contrato era el 11 de diciembre de 2019. En este contexto, CAMMESA podría pretender la aplicación, a Vientos de Necochea, de la multa contemplada en el PPA, consistente en un monto de mil trescientos ochenta y ocho Dólares (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.

Recientemente, 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 Resumido, Vientos de Necochea no ha manifestado su intención de acogerse a la prórroga indicada precedentemente.

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 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 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. 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 (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.

Recientemente, 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 Resumido, Vientos Sudamericanos no ha manifestado su intención de acogerse a la prórroga indicada precedentemente.

Parque Eólico “Chubut Norte III”

El 30 de noviembre de 2017, el Ministerio de Energía emitió la Resolución N°473-E/2017 a través de la cual le adjudicó a la Emisora el derecho de llevar a cabo el proyecto eólico Chubut Norte III de 57,7MW de potencia. El 26 de junio de 2018, la Emisora a través de su subsidiaria Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. (“Vientos Patagónicos”) celebró un PPA denominado en dólares 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 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 (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.

Recientemente, 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 Resumido, Vientos Patagónicos no ha manifestado su intención de acogerse a la prórroga indicada precedentemente.

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 preparadas 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).

Centrales solares

Centrales 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, 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 Energías Sustentables S.A. ("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.

El 27 de abril de 2020 las sociedades Ullum 1 y Ullum 2, notificaron a CAMMESA el inicio de un proceso arbitral en los términos previstos en los PPAs cuestionando la procedencia de dichas penalidades A la fecha del presente Prospecto Resumido, se presentó la demanda arbitral que fue contestada por CAMMESA.

En caso de que, luego de abonada la multa por ESSA, por sentencia firme y definitiva se redujera total o parcialmente el monto de la multa, las sociedades deberán reintegrar a ESSA los montos descontados en exceso del monto final de la multa.

Centrales Térmicas

En el año 2007, la Emisora participó en un proceso de licitación internacional (Licitación IEASA N°1/2007 y 2/2007) llevado a cabo por IEASA 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.

Actualmente se encuentran en operación las centrales Cruz Alta, Las Armas II, Bragado I, Bragado II y Bragado III. Las centrales Cruz Alta y Las Armas II no poseen PPAs, pero operan 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.

En adición a ello, la Emisora solicitó a CAMMESA la desvinculación de las centrales térmicas Las Armas II, con el objetivo de vender los activos que la componen (turbinas de generación).

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

La Emisora fue adjudicada y celebró un PPA con CAMMESA por La Florida para aumentar en 19 MW la capacidad esperada instalada. Adicionalmente, celebramos un PPA con usuarios privados para proveerles energía de los parques eólicos de Rawson III, Villalonga II, Chubut Norte II y Pomona II.

El siguiente cuadro presenta información clave sobre los proyectos de energía adjudicados, a la fecha de este Prospecto:

	Ubicación	Capacidad instalada prevista (MW)	Inversión de Capital Esperada (en US\$ millones)
Biomasa			
La Florida	Provincia de Tucumán	19,00	51,0

Proyecto adjudicado "Central Térmica de Biomasa La Florida"

El 22 de diciembre de 2017, el Ministerio de Energía emitió la Resolución N°488-E/2017 adjudicando a la Emisora el derecho a desarrollar el proyecto de Biomasa La Florida. La Emisora estima que este proyecto tendrá un costo aproximado de US\$51,0 millones. El 26 de junio de 2018, Genneia La Florida S.A. ("GLF") celebró un PPA denominado en dólares a 20 años con CAMMESA por la totalidad de la capacidad instalada de la central térmica de biomasa La Florida, sobre la base del modelo pertinente de PPA incluido en la Resolución No. 488-E /2017. 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 aproximada de US\$6 millones como garantía de las obligaciones de la Emisora bajo el PPA.

El proyecto estará ubicado en un predio de 3 hectáreas dentro del inmueble que comprende al "Ingenio la Florida", de propiedad de la sociedad Compañía Azucarera Los Balcanes S.A. el cual se encuentra localizado en la comuna de La Florida, departamento de Cruz Alta, Provincia de Tucumán, y sobre el cual GLF posee un derecho de usufructo exclusivo e irrevocable por 30 años.

El proyecto utilizará combustión directa de calderas de tipo industrial para generar vapor, las cuales están específicamente diseñadas y manufacturadas para quemar el combustible de biomasa compuesto en parte por la incineración de vinaza y en parte por el quemado de bagazo. La vinaza es un residuo líquido que surge como deshecho en la producción del etanol y mientras que el bagazo es el deshecho resultante del prensado y molienda de la caña de azúcar en la producción de azúcar. Con el vapor producido se generará la energía mediante un turbogenerador.

La Emisora espera que el proyecto alcance una capacidad estimada de 19MW y celebró un contrato de suministro por 20 años con Compañía Azucarera Los Balcanes S.A. para la adquisición de toda la biomasa requerida para la producción de energía proyectada. La central estará conectada al SADI en la estación transformadora Cevil Pozo, propiedad de TRANSNOA en 33kv y en una celda perteneciente a la distribuidora local EDET, mediante el tendido de una línea de transmisión de 95 mm2 de aproximadamente 9 km de largo.

A la fecha del presente Prospecto Resumido, la construcción del proyecto no se ha iniciado ya que la situación macroeconómica Argentina, los acontecimientos económico-financieros originados por los controles cambiarios establecidos por el BCRA desde septiembre de 2019, la pandemia originada por el COVID-19 y las medidas implementadas por el Poder Ejecutivo Nacional para contener la propagación del virus a nivel nacional, han alterado las condiciones originalmente consideradas por la Sociedad al momento de suscribir el PPA, dificultando la obtención del financiamiento necesario para el normal desarrollo de la construcción del proyecto.

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. A la fecha de este Prospecto, 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 IEASA, Pampa Energía, Central Puerto y el grupo Albanesi. En el contexto de los procesos licitatorios convocados por el gobierno argentino, otras compañías tales como Envision Energy, Central Puerto 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 2020

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 46,5 % - Starr 10%, Opción 25 Sura 7,5 %, Nación 11 %	415.877.000	54.355.328	31/03/2020	31/03/2021
<u>Parques eólicos Rawson I, II y III, PEM Villalonga II y Pomona II</u> Allianz 50 % - Sura 50%	455.654.49	133.332.39	31/03/2020	31/03/2021
<u>Parques eólico Necochea</u> Allianz 100%	67.000.000	13.314.000	24/01/2020	24/01/2021
<u>Power GEN- Central Térmica CT Cruz Alta - Genneia Desarrollos SA</u> Allianz 46,5 % - Starr 10%, Opción 25 Sura 7,5 %, Nación 11 %	166.772.50	7.854.074	31/03/2020	31/03/2021
<u>Power GEN - Parque Eólico Loma Blanca IV SA</u> Allianz 50 % -Sura 50%	64.330.350	19.707.839	31/03/2019	31/03/2021
<u>Power GEN- TRO+ RC Parque eólico Villalonga - Genneia Vientos Argentinos SA</u> Allianz 100 %	67.448.000	19.598.896	10/12/2020	31/03/2022
<u>Power GEN- TRO + RC Parque eólico Chubut Norte - Genneia Vientos del Sur SA</u> Allianz 100 %	47.739.683	12.539.523	10/12/2020	31/03/2022
<u>Power GEN - TRO + Terrorismo + RC Parque eólico Pomona - Genneia Vientos del Sudoeste</u> Allianz 100 %	113.740.605	23.765.000	23/07/2020	23/07/2021
<u>Power GEN- Parques solares TRO Ullum I, II, III - Ullum Solar I, II, III SA</u> Allianz 100 % Ullum I Allianz 100 % Ullum II Allianz 100 % Ullum III	24.195.468 24.197.226 30.967.323	4.177.132 4.293.746 5.740.422	31/03/2019 31/03/2019 31/03/2019	31/03/2021 31/03/2021 31/03/2021
	US\$		Vigencia desde	Hasta
EAR -CAR / Todo Riesgo Construcción montaje				
<u>EAR CAR Power GEN- Parque eólico CHN III - Genneia Vientos Patagónicos</u> Starr 100% Poliza 62	64.850.150	12.284.000	07/05/2019	31/01/2021

<u>EAR CAR Power GEN-</u>				
<u>Parque eólico CHN IV - Sudamericano</u>				
Starr 100%	97.128.418	17.720.000	07/05/2019	13/02/2021
Poliza 63				
<u>EAR CAR Power GEN-</u>				
<u>Parque eólico CHN II - Genneia SA</u>				
Allianz 100%	32.341.200		26/10/2018	31/12/2021
Poliza 18021/692816				
Responsabilidad Civil /D&O	US\$		Vigencia desde	Hasta
Responsabilidad Civil Genneia/Isolux /GEDESA/ Ullum				
Sancor 100 %	10.000.000		25/10/2020	25/10/2021
<u>D&O (Directors & Officers)</u>				
Starr- 100%	15.000.000		29/01/2020	29/01/2021

IV. FACTORES DE RIESGO

Para mayor información sobre los factores de riesgo, se le recomienda al público inversor revisar cuidadosamente la sección “Factores de Riesgo” del Prospecto.

V. POLÍTICAS DE LA EMISORA

Para mayor información sobre las políticas de la Emisora, se le recomienda al público inversor revisar cuidadosamente la sección “Políticas de la Emisora” del Prospecto.

VI. INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN Y COMITÉ DE AUDITORÍA.

Para mayor información sobre los directores, gerentes, miembros del órgano de fiscalización y comité de auditoría, se le recomienda al público inversor revisar cuidadosamente la sección “Información sobre los Directores o Administradores Gerentes, Promotores, Miembros del Órgano de Fiscalización y Comité de Auditoría” del Prospecto.

VII. ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS

Para mayor información sobre la estructura del Emisor, accionistas y partes relacionadas, se le recomienda al público inversor revisar cuidadosamente la sección “Estructura del Emisor, Accionistas y Partes Relacionadas” del Prospecto.

VIII. ACTIVOS FIJOS Y SUCURSALES DE LA EMISORA

Para mayor información sobre los activos fijos de la Emisora, se le recomienda al público inversor revisar cuidadosamente la sección “Activos Fijos y Sucursales de la Emisora” del Prospecto.

IX. ANTECEDENTES FINANCIEROS.

Para mayor información, se le recomienda al público inversor revisar cuidadosamente la sección “Antecedentes Financieros” del Prospecto.

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. La Emisora recibirá solamente parte de los fondos obtenidos de la colocación de las obligaciones negociables, sin perjuicio de lo cual será responsable solidariamente con la Emisora por el monto total efectivamente colocado.

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.

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 descritos 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.

Para mayor información, se le recomienda al público inversor revisar cuidadosamente la sección “*Información Adicional*” del Prospecto.

XII. INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA

La siguiente documentación se considerará incorporada por referencia y parte del presente Prospecto Resumido y del 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 2020 bajo el ID 2718160, el 31 de diciembre de 2019 bajo el ID 2585830 y el 31 de diciembre de 2018 bajo el ID 2442715, 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**”);
- Todas las adendas o suplemento al presente Prospecto Resumido o al 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 Resumido, 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 Resumido 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 Resumido, 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, Fernández Madero & Lombardi

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