



GENNEIA S.A.

Programa global para la emisión de Obligaciones Negociables simples (no convertibles en acciones) a corto, mediano o largo plazo por un monto máximo de hasta US\$800.000.000 (o su equivalente en otras monedas).

El presente prospecto (el “**Prospecto**”) corresponde al programa global de Genneia S.A. (“**Genneia**”, la “**Emisora**”, la “**Compañía**” o la “**Sociedad**”) para la emisión y re-emisión de obligaciones negociables simples no convertibles en acciones a corto, mediano o largo plazo, con o sin garantías, subordinadas o no (el “**Programa**”, y las obligaciones negociables emitidas bajo el mismo, los “**Títulos**”, las “**Obligaciones Negociables**” o las “**ONs**” indistintamente), por hasta un monto máximo en circulación en cualquier momento de hasta US\$800.000.000 o su equivalente en otras monedas, determinado al momento de emitirse cada Clase y/o Serie. Este Prospecto deberá leerse conjuntamente con los estados financieros incorporados por referencia al presente y el correspondiente Suplemento de Prospecto (según se define más adelante).

El monto, denominación, moneda, precio de emisión, fechas de amortización y vencimiento e intereses, si los hubiera, y garantías, si las hubiera, junto con los demás términos y condiciones aplicables a cualquier Clase y/o Serie de Títulos, se detallarán en un suplemento de prospecto preparado en relación a dicha Clase y/o Serie de Títulos (cada uno, un “**Suplemento de Prospecto**”), el cual complementará los términos y condiciones de los Títulos descriptos en la sección “*De la Oferta y Listado. Términos y Condiciones de los Títulos*” del Prospecto.

La oferta pública de los Títulos emitidos bajo el Programa ha sido autorizada por las Resoluciones: N°15.987 de la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”) de fecha 25 de septiembre de 2008; N°17.245 de la CNV, de fecha 12 de diciembre de 2013, que aprobara el primer aumento del monto del Programa; N°18.345 de fecha 10 de noviembre de 2016 que aprobara el segundo aumento del monto del Programa; y Disposición N°DI-2018-52-APN-GE#CNV de la CNV, de fecha 26 de octubre de 2018, que aprobara el tercer aumento del monto de programa hasta la suma actualmente vigente de US\$800.000.000 (Dólares Estadounidenses ochocientos millones). Las mencionadas autorizaciones sólo significan que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el Prospecto. La veracidad de la información contable, financiera y económica así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del Directorio, y en lo que les atañe, de la Comisión Fiscalizadora 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 de Mercado de Capitales, junto con sus modificatorias y complementarias (la “Ley de Mercado de Capitales”). El Directorio manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la Sociedad y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes. De acuerdo con lo establecido en el artículo 119 de la Ley de Mercado de Capitales, los emisores de valores, 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 con relación a la información vinculada a los mismos, y las personas que firmen el prospecto de una emisión de valores con oferta pública, serán responsables de toda la información incluida en los prospectos por ellos registrados ante la CNV. De acuerdo con lo establecido en el artículo 120 de la Ley de Mercado de Capitales, las entidades y agentes intermediarios en el mercado autorizado 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 esa información sobre la que emitieron opinión.

Las Obligaciones Negociables serán emitidas en los términos de, y en cumplimiento con, todos los requisitos impuestos por la Ley de Obligaciones Negociables N°23.576 de la República Argentina (“**Argentina**”), junto con sus modificatorias y complementarias (la “**Ley de Obligaciones Negociables**”), y las normas de la CNV, según texto ordenado mediante la Resolución General N°622/2013 N.T. 2013, junto con sus modificatorias y complementarias (las “**Normas de la CNV**”). Asimismo, resultarán aplicables la Ley General de Sociedades N°19.550, junto con sus modificatorias y complementarias (la “**Ley General de Sociedades**”).

Podremos solicitar la admisión de las obligaciones negociables de una o más clases o series al régimen de listado de la Bolsa de Valores de Luxemburgo para la negociación en el mercado Euro MTF, el mercado alternativo de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, y para su listado y negociación en Bolsas y Mercados Argentinos S.A. (el “BYMA”), a través de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (la “BCBA”) en virtud del ejercicio de la facultad delegada por el BYMA a la BCBA conforme lo dispuesto por la Resolución N°18.629 de la CNV, y en el Mercado Abierto Electrónico S.A. (el “MAE”), respectivamente. No podremos garantizar, no obstante, que estas solicitudes serán aceptadas. El Suplemento de Prospecto aplicable a una clase o serie de obligaciones negociables especificará si las obligaciones negociables de esa clase o serie listarán en la Bolsa de Valores de Luxemburgo para su negociación en el mercado Euro MTF, en el BYMA, en el MAE, o en cualquier otro mercado de valores.

La inversión en las obligaciones negociables implica riesgos significativos. Véase “*Información Clave sobre la Sociedad—Factores de Riesgo*” en el presente prospecto. El respectivo suplemento de prospecto de cualquier clase o serie de obligaciones negociables podrá detallar otros riesgos que deberán ser considerados al realizar la inversión.

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

El Programa tenía una duración de cinco años contados a partir de la fecha de la Resolución N°15.987 de la CNV de fecha 25 de septiembre de 2008 que autorizó la oferta pública del mismo, sin perjuicio de ello, mediante Resolución N°17.245 de la CNV de fecha 12 de diciembre de 2013 se dispuso prorrogar la vigencia del plazo del Programa por cinco años contados a partir de la fecha de dicha resolución y ampliar el monto del Programa por hasta US\$400.000.000 o su equivalente en otras monedas. Adicionalmente mediante Resolución N°18.345 del 10 de noviembre de 2016, el Directorio de la CNV autorizó el aumento del monto del Programa por hasta el monto de US\$600.000.000 o su equivalente en otras monedas. Con fecha 12 de julio de 2012, por Disposición N°1716, la Gerencia de Emisoras de la CNV dispuso transferir la autorización de oferta pública otorgada a Emgasud S.A. a Genneia S.A., en virtud del cambio de denominación social resuelto por Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de Emgasud S.A. celebrada el 23 de marzo de 2012. Asimismo, mediante Disposición N°DI-2018-52-APN-GE#CNV de fecha 26 de octubre de 2018 de la Gerencia de Emisoras de la CNV, se dispuso prorrogar la vigencia del plazo del Programa por cinco años adicionales contados a partir de la fecha de vencimiento del plazo original y ampliar el monto del Programa por hasta US\$800.000.000 o su equivalente en otras monedas.

Los Títulos se emitirán con una amortización de entre un mínimo de siete días y un máximo de 30 años o aquellos otros plazos mínimos o máximos que resulten imperativos bajo las normas en vigencia al momento de la emisión de una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables.

El Directorio de la Emisora manifiesta con carácter de declaración jurada, que la emisora, sus beneficiarios finales, y las personas físicas o jurídicas que poseen 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.

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 Precio correspondientes (incluyendo sin limitación lo expuesto bajo los capítulos “Resumen de los Términos y Condiciones de los Títulos”, “Información Clave sobre la Emisora—Factores de Riesgo” e “Información sobre la Emisora—Litigios”).

Podrán solicitarse copias del Prospecto y estados financieros de la Emisora referidos en el Prospecto, así como también los Suplementos de Precio en la sede social de la Emisora sita en Nicolás Repetto 3676, 3er. Piso, Olivos, Provincia de Buenos Aires, Argentina, en días hábiles en el horario de 10 a 18 hs., teléfono/fax +54 11 6090-3200/3201. Asimismo, el Prospecto definitivo estará disponible en el Boletín Diario de la BCBA, la página web de la CNV (www.cnv.gob.ar) en el ítem “Información Financiera” de la AIF, en la página web de la Emisora (www.genneia.com.ar) y en el boletín electrónico del MAE.

La fecha del Prospecto es 18 de mayo de 2020.

ÍNDICE

DOCUMENTOS A DISPOSICIÓN Y OTROS INCORPORADOS POR REFERENCIA	4
NOTIFICACIÓN A LOS INVERSORES.....	5
INFORMACIÓN RELEVANTE	7
DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS	8
TÉRMINOS TÉCNICOS Y REGULATORIOS.....	10
RESUMEN	14
DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENCIA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN.....	22
RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LOS TÍTULOS	32
PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y DE OTRO TIPO	36
INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA EMISORA.....	38
INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA.....	78
RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA	133
ADMINISTRACIÓN DIRECTORES, GERENCIA Y EMPLEADOS	169
MARCO REGULATORIO DEL NEGOCIO DE LA EMISORA	175
DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN	203
TIPOS DE CAMBIO Y CONTROLES CAMBIARIOS	210
PREVENCIÓN DE LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO.....	219
TRATAMIENTO IMPOSITIVO	223
INFORMACIÓN ADICIONAL.....	238
ANEXO I.....	Error! Bookmark not defined.

DOCUMENTOS A DISPOSICIÓN Y OTROS INCORPORADOS POR REFERENCIA

La siguiente documentación se considerará incorporada por referencia y parte del presente Prospecto:

- Los estados financieros consolidados auditados de la Emisora correspondientes a los últimos tres ejercicios anuales auditados finalizados el 31 de diciembre de 2019 bajo el ID 2585830, el 31 de diciembre de 2018 bajo el ID 2442715 y el 31 de diciembre de 2017 bajo el ID 560620, 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 que sean preparadas periódicamente por la Emisora;
- Con respecto a una Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables en particular, el respectivo Suplemento de Prospecto preparado en relación con dicha Clase y/o Serie; y
- Todo otro documento a ser incorporado por referencia en cualquier Suplemento de Prospecto.

A los efectos del presente Prospecto, cualquier declaración contenida en el presente o en cualquier documento incorporado en el presente por referencia, se verá modificada o reemplazada por aquellas declaraciones incluidas en cualquier documento posterior incorporado en el presente Prospecto por referencia, en la medida en que así la modifique o reemplace.

A solicitud escrita o verbal de cualquier persona que hubiera recibido un ejemplar del presente Prospecto, se le suministrarán copias, sin cargo alguno, de todos los documentos incorporados en el presente por referencia (excluyendo sus anexos, salvo en caso de que estuvieran incluidos específicamente en dichos documentos por referencia). Las solicitudes de dicha documentación podrán dirigirse a la Emisora.

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 y/o en los Suplementos de Prospecto correspondientes, y, si se brindara y/o efectuara dicha información y/o declaraciones, las mismas no podrán ser consideradas autorizadas y/o consentidas por la Emisora y/o los correspondientes organizadores o agentes colocadores.

En caso que la Emisora se encontrara sujeta a procesos judiciales de quiebra, concursos preventivos, acuerdos preventivos extrajudiciales y/o similares, las normas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables) y los términos y condiciones de las Obligaciones Negociables emitidas bajo cualquier Clase y/o Serie, estarán sujetos a las disposiciones previstas por la Ley de Concursos y Quiebras N°24.522 y sus modificatorias, y demás normas aplicables a procesos de reestructuración empresariales.

Ni este Prospecto ni los Suplementos de Prospecto correspondientes constituirán una oferta de venta y/o una invitación a formular ofertas de compra de las Obligaciones Negociables en aquellas jurisdicciones en que la realización de dicha oferta y/o invitación no fuera permitida por las normas vigentes. El público inversor deberá cumplir con todas las normas vigentes en cualquier jurisdicción en que comprara, ofreciera y/o vendiera las Obligaciones Negociables y/o en las que poseyera y/o distribuyera este Prospecto y/o los Suplementos de Prospecto correspondientes, y deberá obtener los consentimientos, las aprobaciones y/o los permisos para la compra, oferta y/o venta de las Obligaciones Negociables requeridos por las normas vigentes en cualquier jurisdicción a la que se encontraran sujetos y/o en la que realizarán dichas compras, ofertas y/o ventas. Ni la Emisora, ni los correspondientes organizadores o agentes colocadores tendrán responsabilidad alguna por incumplimientos a dichas normas vigentes.

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

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

EN RELACIÓN CON LA EMISIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, LOS COLOCADORES LOCALES QUE PARTICIPEN EN SU COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN POR CUENTA PROPIA O POR CUENTA DE LA EMISORA O TITULAR DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, PODRÁN REALIZAR OPERACIONES DESTINADAS A ESTABILIZAR EL PRECIO DE MERCADO DE AQUELLAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES CONFORME CON EL ARTÍCULO 12 DE LA SECCIÓN IV DEL CAPÍTULO IV DEL TÍTULO VI DE LAS NORMAS DE CNV Y DEMÁS NORMAS VIGENTES (LAS CUALES PODRÁN SER SUSPENDIDAS Y/O INTERRUMPIDAS EN CUALQUIER MOMENTO). TALES OPERACIONES DEBERÁN AJUSTARSE A LAS SIGUIENTES CONDICIONES: (I) NO PODRÁN EXTENDERSE MÁS ALLÁ DE LOS PRIMEROS 30 DÍAS CORRIDOS DESDE EL PRIMER DÍA EN EL CUAL SE HAYA INICIADO LA NEGOCIACIÓN DE LAS CORRESPONDIENTES OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN EL MERCADO; (II) PODRÁN SER REALIZADAS POR LOS AGENTES COLOCADORES LOCALES QUE HAYAN PARTICIPADO EN LA COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES; (III) PODRÁN REALIZARSE OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN DESTINADAS A EVITAR O MODERAR LAS BAJAS EN EL PRECIO AL CUAL SE NEGOCIAN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES COMPRENDIDAS EN LA OFERTA PÚBLICA INICIAL EN CUESTIÓN POR MEDIO DEL SISTEMA DE FORMACIÓN DE LIBRO O POR SUBASTA O LICITACIÓN PÚBLICA; (IV) NINGUNA OPERACIÓN DE ESTABILIZACIÓN QUE SE REALICE EN EL PERÍODO AUTORIZADO PODRÁ EFECTUARSE A PRECIOS SUPERIORES A AQUELLOS A LOS QUE SE HAYA NEGOCIADO LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN CUESTIÓN EN LOS MERCADOS AUTORIZADOS, EN OPERACIONES ENTRE PARTES NO VINCULADAS CON LA DISTRIBUCIÓN Y COLOCACIÓN; Y (V) LOS AGENTES QUE REALICEN OPERACIONES EN LOS TÉRMINOS ANTES INDICADOS, DEBERÁN INFORMAR A LOS MERCADOS LA INDIVIDUALIZACIÓN DE LAS MISMAS. LOS MERCADOS DEBERÁN HACER PÚBLICAS LAS OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN, YA FUERE EN CADA OPERACIÓN INDIVIDUAL O AL CIERRE DIARIO DE LAS OPERACIONES.

En cada Suplemento de Prospecto, el o los colocadores deberán indicar si llevarán a cabo operaciones de estabilización.

INFORMACIÓN RELEVANTE

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

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

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

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

El contenido del presente Prospecto no deberá interpretarse como asesoramiento legal, impositivo, cambiario o de inversión. Todo potencial inversor deberá consultar a sus propios abogados, contadores y demás asesores con respecto a cualquier aspecto jurídico, impositivo, comercial y/o financiero relacionado con el Programa, incluyendo las características de los Títulos.

DECLARACIONES SOBRE HECHOS FUTUROS

Este prospecto contiene cierta información expresada en declaraciones sobre hechos futuros, entre ella, sin limitación, las expectativas de la Emisora sobre las condiciones de Argentina y la industria en la que opera, así como sobre el desempeño, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones futuras de la Emisora, sus gastos de capital, liquidez y estructura de capital. Las declaraciones sobre hechos futuros pueden identificarse con expresiones tales como “podrá”, “podría”, “considera”, “anticipa”, “proyecta”, “planea”, “prevé”, “debería”, “procura”, “estima”, “futuro”, “potencial” o vocablos similares. Estas declaraciones incluyen expresiones sobre las actuales expectativas y presunciones de la Emisora y no representan garantías de desempeño futuro. Si bien la Emisora considera que estas expectativas y presunciones son razonables, las declaraciones sobre hechos futuros están sujetas a diversos riesgos e incertidumbres, la mayoría de los cuales son difíciles de predecir y muchos de los cuales son ajenos al control de la Emisora. Al evaluar las declaraciones sobre hechos futuros, deberán considerarse los factores descritos 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 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 “**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.
- “**CAMMESA**” significa la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima, una sociedad anónima sin fines de lucro creada de acuerdo con la Ley de Electricidad y el Decreto N°1192/1992, es propiedad del gobierno argentino y de cuatro asociaciones más que representan agentes del 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 CAMMESA 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 Gas.
- “**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 “m3d” corresponden a metros cúbicos y metros cúbicos por día, respectivamente;
- “MEG” corresponde a Mercado Electrónico de Gas (MEG) Sociedad Anónima;
- “Ministerio de Economía” significa el Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Finanzas Públicas, anteriormente denominado Ministerio de Economía y Finanzas Públicas de la Nación;
- “Ministerio de Energía” corresponde al Ministerio de Energía de Argentina de la Nación;
- “Ministerio de Planificación” corresponde al Ministerio del Interior, Obras Públicas y Vivienda de Argentina, anteriormente el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios;
- “MMBtu” significa un millón de Unidades Térmicas Británicas, por su nombre en inglés, British Thermal Unit;
- “mmcfd” corresponde a millones de pies cúbicos por día;
- “MW,” “MWm” y “MWh” corresponden a megawatts, megawatts por mes y megawatts por hora, respectivamente;
- “Endeudamiento Neto” significa el endeudamiento total neto en efectivo o equivalentes;
- “SADI” corresponde al Sistema de Interconexión Nacional;
- “Deuda No Corriente” se refiere a los préstamos no corrientes (incluyendo, sin carácter taxativo, las obligaciones negociables) que se exponen en los estados financieros de la Emisora. Véase la nota 5(i) a los Estados Financieros Anuales;
- “Madryn I” alude al parque eólico Madryn I, con una capacidad instalada de 51 MW, ubicado en las cercanías de la Ciudad de Madryn, Provincia del Chubut, propiedad de la Emisora;
- “Madryn II” alude al parque eólico Madryn II, con una capacidad programada de 150 MW, ubicado en las cercanías de la Ciudad de Madryn, Provincia del Chubut, propiedad de la Emisora;

- **“Nordex”** significa, según el contexto lo requiera, Nordex Windpower S.A., Nordex Energy GmbH o cualquier afiliada relevante de las mismas.
- **“Parque Eólico Loma Blanca IV”** una sociedad anónima constituida en 2009 como vehículo de propósito específico para el desarrollo, construcción y operación del “Parque Eólico Trelew”, anteriormente denominada Isolux Corsán Energías Renovables S.A. (ICERSA);
- **“Parque Eólico Madryn”** o **“Madryn I y II”**: alude, en conjunto, a los parques eólicos Madryn I y Madryn II;
- **“Parque Eólico Trelew”** se refiere a la actual denominación comercial del parque eólico Loma Blanca IV, con una capacidad instalada de 51 MW y ubicado en las cercanías de la Ciudad de Trelew, Provincia del Chubut, propiedad de la sociedad denominada Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.;
- **“OCDE”** Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico;
- **“PPA”** corresponde a 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”** alude a, según el contexto lo exija, PPAs celebrados entre (i) en conexión con nuestros parques eólicos Rawson I y Rawson II, y el Parque Eólico Trelew, CAMMESA y IEASA conforme al cual IEASA abastece de energía eléctrica (y, en determinados casos, también de capacidad en firme) al

MEM administrado por CAMMESA, y que subyace a los correspondientes PPA celebrados entre IEASA y la Emisora; o (ii) en conexión con nuestras centrales térmicas que se encuentran en operación o en desarrollo y nuestros parques eólicos y solares que se encuentran en desarrollo, CAMMESA y la Emisora conforme al cual 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.

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 “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 energías renovables en Argentina. La Compañía se dedica principalmente a la generación de energía eléctrica obtenida a partir de fuentes renovables (generación de energía eólica y solar) y de fuentes convencionales (generación de energía térmica). Sustancialmente todos los ingresos de la Compañía derivan de i) la energía eléctrica efectivamente entregada por los parques eólicos y solares, y ii) la venta de capacidad en firme de las centrales térmicas, ambos a través de sus PPAs firmados con CAMMESA y grandes usuarios industriales. Estos PPAs son los fundamentos detrás de una proyección de ingresos estables y previsibles en dólares estadounidenses a largo plazo.

A la fecha del presente Prospecto, Genneia cuenta con una capacidad instalada de 1.272 MW (617 MW de energía eólica, 82 MW de energía solar y 573 MW de energía térmica). Al finalizar los tres proyectos eólicos en construcción (167 MW), la Emisora espera contar para fines de 2020 con una capacidad instalada de 1.439 MW, compuesto por 866 MW de fuentes renovables y 573 MW de fuentes térmicas.

Genneia tiene como misión suministrar energía eléctrica confiable y sustentable mediante un equipo con experiencia en todo el ciclo de generación de energía eléctrica: desde la prospección y el desarrollo de proyectos, hasta la construcción y la operación de plantas de energía, tanto renovable como convencional. La Compañía, al haber sido uno de los primeros participantes en el mercado renovable, se aseguró el acceso a ubicaciones de primer nivel, con fuertes recursos eólicos y solares, y con acceso al tendido eléctrico. Argentina posee una de las condiciones más favorables en el mundo para la generación de energía eólica y solar, todo ello, de acuerdo con los informes de “Windnavigator” de UL y “Solargis iMaps”, con factores de carga de energía eólica de aproximadamente 50% y factores de carga de energía solar por encima de un 30%. En el año 2019, el factor de carga promedio de nuestros parques eólicos y solares recientemente inaugurados promediaron 50% y 27%, respectivamente. La Emisora generó un total de 1.949 GWh de energía eléctrica renovable en 2019, representando aproximadamente el 33% de la energía solar y eólica generada en el país durante dicho año, de acuerdo con la información publicada por CAMMESA.

Dentro del segmento de energías renovables, Genneia posee y opera activos de generación de energía eólica de alta calidad utilizando equipamiento y tecnología de punta Vestas y Nordex. Todas las unidades de generación de energía renovable en Argentina cuentan con el beneficio de la prioridad de despacho. A la fecha de este Prospecto, Genneia cuenta con una cartera diversificada de parques eólicos en operación, incluyendo: (i) los parques eólicos Rawson I y Rawson II, con una capacidad instalada de 53 MW y 31 MW, respectivamente; (ii) Rawson III, con una capacidad instalada de 25 MW; (iii) Trelew, con una capacidad instalada de 51 MW; (iv) Chubut Norte I, con una capacidad instalada de 29 MW; (v) Madryn I y Madryn II, con una capacidad instalada de 71 MW y 151 MW, respectivamente; (vi) Villalonga I y Villalonga II, con una capacidad instalada de 52 MW y 3 MW, respectivamente; (vii) Pomona I y II que poseen una capacidad instalada de 101 MW y 12 MW respectivamente y (viii) Necochea con una potencia instalada de 38 MW. La mayoría de nuestros parques eólicos, a la fecha del presente Prospecto, están ubicados en la Provincia del 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 encuentra en la provincia de Río Negro. Asimismo, Genneia posee tres parques solares en la localidad de Ullum, provincia de San Juan, denominados Ullum I (25 MW), Ullum II (25 MW) y Ullum III (32 MW), totalizando una capacidad instalada de 82 MW. 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.

A la fecha del presente Prospecto, la Compañía se encuentra construyendo los siguientes parques eólicos: (i) Chubut Norte III y Chubut Norte IV, con una capacidad instalada de 58 MW y 83MW, respectivamente,

adjudicados bajo el programa RenovAr 2.0; y (ii) Chubut Norte II, con una capacidad instalada de 26 MW, cuya producción será comercializada a grandes usuarios industriales en el Mercado a Término (MATER).

Genneia, en asociación con “SouthPole Carbon Ltd”, estima finalizar en 2020 el proceso de validación y verificación de los parques eólicos Villalonga I & II, Pomona I & II y Chubut Norte I & II, y los Parques Solares Fotovoltaicos Ullum I, II & III, bajo el protocolo “Verified Carbon Standard” (“VCS”), a los efectos de poder emitir certificados de reducción de emisiones (“CERs”, por sus siglas en inglés) por toda la energía producida y suministrada al SADI.

Genneia tiene una experiencia significativa en el desarrollo y operación de centrales de generación de energía térmica. En la actualidad, la Compañía posee y opera siete centrales térmicas con un factor de disponibilidad promedio al 31 de diciembre de 2019 de 99,4%. Las centrales térmicas de la Compañía son alimentadas con gas natural y combustible diésel, las cuales están ubicadas en las provincias de Buenos Aires, Tucumán y Entre Ríos, con una capacidad instalada combinada de 573 MW. Estas centrales, debido a la tecnología que poseen sus unidades generadoras, conformadas por turbinas generadoras General Electric, Pratt & Whitney y Solar, cumplen la función de aportar energía y potencia a la red interconectada Nacional durante los picos de demanda (“despacho de punta”).

A la fecha de este Prospecto, la vida promedio remanente estimada de nuestros PPA es de 14 años (17 años para nuestros PPA de energía eólica, 5 años para los PPAs de energía térmica, 19 años para energía solar). Para mayor información acerca del cálculo de plazos de los PPA de Genneia, véase “*Información sobre la Emisora—Generación de Energía—Contratos de Compra de Energía Eléctrica o PPA.*”

LOS ACTIVOS DE GENNEIA

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

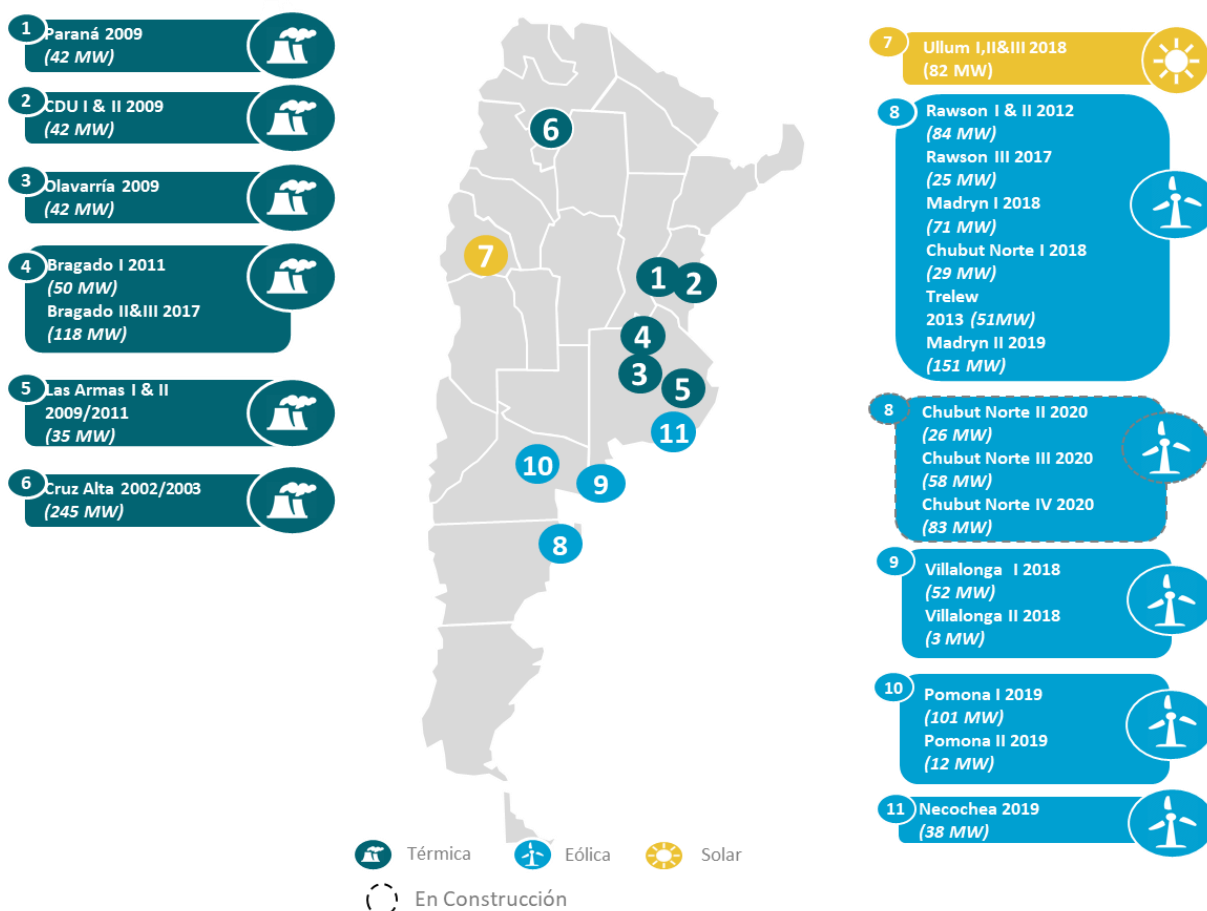
Proyecto	Tipo de Energía	Estado	FOC	MW	Tarifas (1)	PPA	Comprador
Rawson I.....	Eólica	Operativa	enero 2012	52,50	128,7	GENREN	CAMMESA
Rawson II	Eólica	Operativa	enero 2012	31,15	124,2	GENREN	CAMMESA
Rawson III	Eólica	Operativa	diciembre 2017	25,05	-	MATER	Privados
Trelew.....	Eólica	Operativa	agosto 2013	51,00	127,0	GENREN	CAMMESA
Madryn I.....	Eólica	Operativa	noviembre 2018	71,10	76,2	Res. 202	CAMMESA
Madryn II.....	Eólica	Operativa	septiembre 2019	151,20	76,2	Res. 202	CAMMESA
Villalonga I.....	Eólica	Operativa	diciembre 2018	51,75	55,0	RenovAr	CAMMESA
Villalonga II	Eólica	Operativa	febrero 2019	3,45	-	MATER	Privados
Pomona I.....	Eólica	Operativa	julio 2019	101,40	54,9	RenovAr	CAMMESA
Pomona II	Eólica	Operativa	agosto 2019	11,70	-	MATER	Privados
Chubut Norte I.....	Eólica	Operativa	diciembre 2018	28,80	66,0	RenovAr	CAMMESA
Chubut Norte II.....	Eólica	En construcción	año 2020	26,28	-	MATER	Privados
Chubut Norte III	Eólica	En construcción	año 2020	57,60	38,9	RenovAr	CAMMESA
Chubut Norte IV	Eólica	En construcción	año 2020	83,22	38,9	RenovAr	CAMMESA
Necochea	Eólica	Operativa	febrero 2020	37,95	55,5	RenovAr	CAMMESA
Ullum I	Solar	Operativa	diciembre 2018	25,00	53,7	RenovAr	CAMMESA
Ullum II	Solar	Operativa	diciembre 2018	25,00	55,2	RenovAr	CAMMESA
Ullum III.....	Solar	Operativa	diciembre 2018	32,00	57,6	RenovAr	CAMMESA
La Florida	Biomasa	Adjudicado	noviembre 2021	19,00	106,7	RenovAr	CAMMESA
Bragado I.....	Térmica	Operativa	julio 2011	50,00	21.275	Res. 220	CAMMESA
Bragado II.....	Térmica	Operativa	febrero 2017	58,01	25.000	Res. 21	CAMMESA
Bragado III	Térmica	Operativa	mayo 2017	60,30	19.000	Res. 21	CAMMESA
Las Armas II.....	Térmica	Operativa	julio 2010	25,00	21.275	Res. 220	CAMMESA

- (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.

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 I	Térmica	Operativa	10,0
Concepción del Uruguay I & II	Térmica	Operativa	42,0
Olavarría	Térmica	Operativa	42,0
Paraná	Térmica	Operativa	42,0
Cruz Alta	Térmica	Operativa	245,0

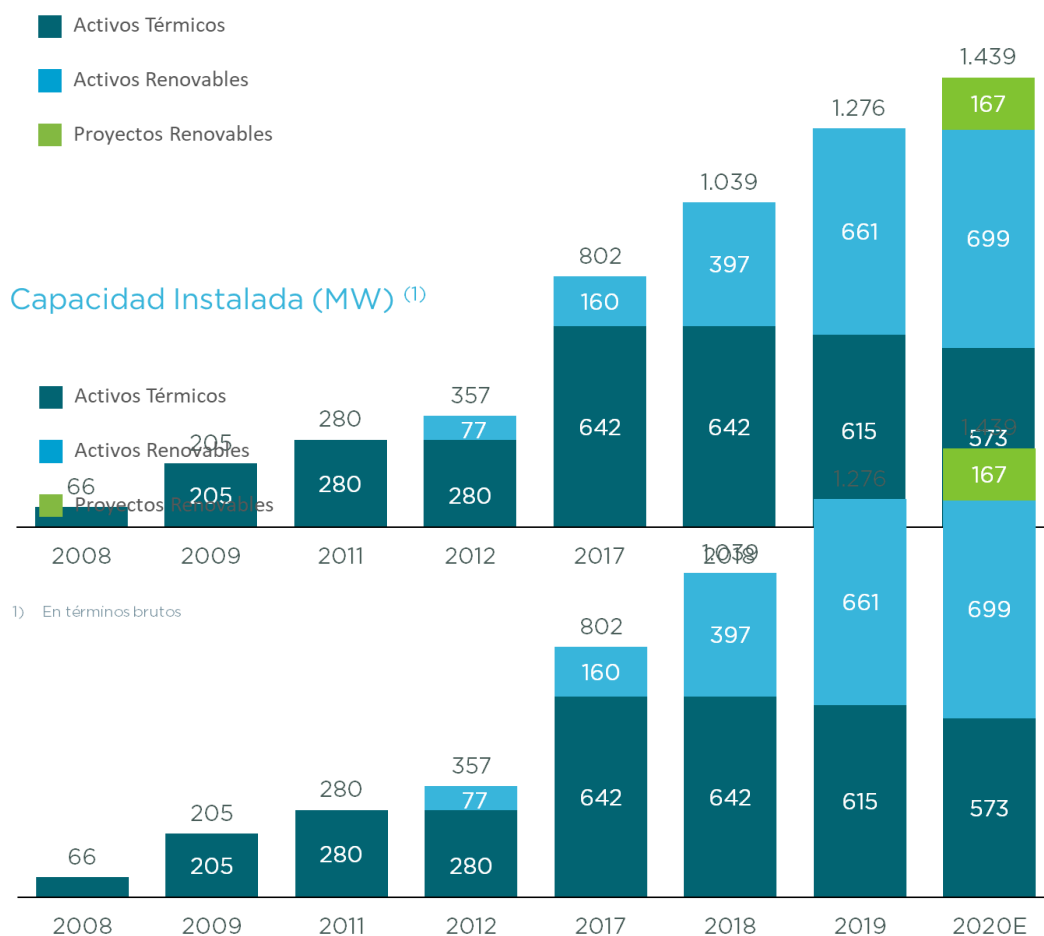
El siguiente mapa muestra la ubicación geográfica de nuestras centrales, operativas y proyectos de expansión a la fecha de este Prospecto.



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.

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. Las ventas netas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2017, totalizaron Ps.2.646 millones, la utilidad bruta de Ps.1.454 millones, la ganancia neta ascendía a Ps.641 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps.2.022 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 54,9% y 76,4%, respectivamente.

Capacidad Instalada (MW) ⁽¹⁾



1) En términos brutos

1) En términos brutos

Adicionalmente, en términos de la moneda funcional de la Emisora, las ventas netas de la Compañía para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2019, totalizaron US\$269,6 millones, la utilidad bruta de US\$171,8 millones, la pérdida neta ascendía a US\$19,7 millones y el EBITDA Ajustado fue de US\$222,8 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 63,7% y 82,6%, respectivamente. Las ventas netas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2018, totalizaron US\$202,4 millones, la utilidad bruta de US\$115,9 millones, la pérdida neta ascendía a US\$22,1 millones y el EBITDA Ajustado fue de US\$152 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 57,3% y 75,1%, respectivamente. Las ventas netas de Genneia para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2017, totalizaron US\$156,8 millones, la utilidad bruta fue de US\$86,1 millones, la ganancia neta ascendía a US\$34 millones y el EBITDA Ajustado fue de US\$119,9 millones. El margen de ganancia bruta y el EBITDA Ajustado fue del 54,9% y 76,4%, respectivamente.

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. Las centrales térmicas comenzaron su operación comercial entre febrero de 2008 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. Desde el inicio de su operación comercial, los parques eólicos Rawson I

y II han generado electricidad sin mayores interrupciones y registraron un factor de carga promedio de 41,46% al 31 de diciembre de 2019. Adicionalmente, 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 93,7% y en sus centrales termoeléctricas un promedio ponderado en su factor de disponibilidad de 99,4% durante el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2019.

Genneia continúa evaluando proyectos de energía que le permitan alcanzar un crecimiento sostenido y tiene previsto capitalizar su experiencia para seguir ampliando su cartera de proyectos de generación de energía. La Compañía tiene previsto acompañar su expansión con flujos de efectivo predecibles; mediante inversiones en nuevos proyectos (inclusive en la cartera de proyectos que le fueron adjudicados), asegurando PPA atractivos a largo plazo para las nuevas instalaciones y, oportunamente, tener en cuenta la adquisición de proyectos desarrollados (total o parcialmente) por terceros, si las condiciones son atractivas para Genneia y el perfil del proyecto se ajusta a su estrategia de crecimiento a largo plazo. Las centrales de generación de energía eléctrica de la Compañía son modernas, confiables y eficientes para el sector eléctrico argentino.

Principales fortalezas de los PPAs RenovAr y Resolución 202/2016

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.

El programa RenovAr se enmarca en la Ley de Energías Renovables (Ley 27.191) aprobada en 2015. A continuación, se enumeran las principales características crediticias de los contratos del Programa RenovAr, los cuales son los fundamentos detrás de una proyección de ingresos estables y previsibles en dólares estadounidenses a largo plazo:



Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (“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	En construcción	Año 2020	57,60	RenovAr	SI	
Chubut Norte IV.....	Eólica	En construcción	Año 2020	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

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 30% de la capacidad eólica instalada en el país a la fecha del Prospecto. Argentina posee una de las condiciones más favorables en el mundo para la generación de energía renovable, con factores de carga de energía eólica de aproximadamente un 50% y factores de carga de energía solar por encima de un 30%. 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. La Emisora opera una diversificada cartera, enfocada en activos selectos de alta calidad, construidos utilizando tecnología y equipos de última generación.

Posicionamiento para aprovechar una generación térmica eficiente.

Además de la posición como actor líder en energías renovables en Argentina, la Compañía posee una experiencia significativa en la generación de energía térmica y se encuentra en una posición única para aprovechar la necesidad continua de generación eficiente de energía térmica para compensar la intermitencia de una base creciente de energías renovables y para cubrir picos de demanda en el invierno y verano. Genneia opera 573 MW de activos de generación de energía térmica de alta eficiencia con un factor de disponibilidad promedio del 93,8% al 31 de diciembre de 2018. Las centrales de generación de energía térmica de la Emisora están estratégicamente ubicadas.

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. A la fecha del presente Prospecto, la vida contractual remanente promedio de nuestros PPA es de 14 años (17 años para nuestros PPA de energía eólica, 5 años para los PPAs de energía térmica, 19 años para los de energía solar y 20 años para el de biomasa). Para mayor información sobre el cálculo del plazo de los PPA de Genneia, véase “Información sobre la Emisora—Generación de Energía—Contratos de Compraventa de Energía”.

Asimismo, respecto a los parques eólicos no afectados a otros PPAs (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II, entre otros), la Emisora cuenta con PPAs firmados con usuarios privados: Loma Negra, Oroplata S.A., Banco Macro S.A., Meranol S.A.C.I., Curtiembre Arlei S.A., Bemis Argentina S.A.U., Royal Canin S.A., y Compañía

de Alimentos Fargo S.A. Para mayor información sobre el cálculo del plazo de los PPA de Genneia, véase “*Información sobre la Emisora—Generación de Energía—Contratos de Compraventa de Energía*”.

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 en 2017, 2018 y 2019, y emitió en 2018 una Obligación Negociable sin oferta pública por US\$50 millones, suscripta por ciertos accionistas de Genneia, a fin de respaldar el crecimiento de la Compañía. 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 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.

INFORMACIÓN DE CONTACTO

El domicilio legal de la Emisora es Nicolás Repetto N°3676, 3^{er} 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.

DATOS SOBRE DIRECTORES, GERENCIA, ASESORES Y MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

A) DIRECTORES, ADMINISTRADORES TITULARES Y SUPLENTES, Y GERENTES:

El Directorio de la Emisora se encuentra integrado actualmente por ocho directores titulares y ocho directores suplentes. Los directores son designados por los accionistas por un plazo de un año, pero mantendrán sus cargos hasta que se designen nuevos directores en la siguiente asamblea de accionistas. Los miembros del Directorio de la Emisora fueron designados por la asamblea de accionistas celebrada el 29 de abril de 2020, y sus respectivos mandatos vencen el 31 de diciembre de 2020. Los directores titulares y suplentes son designados de forma separada por cada clase de acciones. Los accionistas Clase A y Clase B eligen por separado cuatro directores titulares y cuatro suplentes. Dos de los directores titulares y un director suplente son considerados “independientes” en virtud de las Normas de la CNV. El resto de los directores titulares y suplentes actuales de la Emisora se consideran “no independientes” en virtud de las Normas de la CNV.

El Directorio de la Emisora debe reunirse al menos una vez cada tres meses y cuando el presidente del Directorio lo considere pertinente, o mediante solicitud de cualquier director en ejercicio o de la comisión fiscalizadora de la Emisora. El quórum para celebrar una reunión del Directorio requiere la presencia de al menos cinco directores (de los cuales dos deben ser directores Clase A y dos deben ser directores Clase B), y las resoluciones del Directorio deberán ser adoptadas por una mayoría absoluta de directores presentes, las cuales deberán contar con el voto afirmativo de al menos dos directores Clase A y dos directores Clase B para adoptar decisiones válidamente.

De conformidad con el artículo 59 de la Ley General de Sociedades, los directores tienen la obligación de obrar con la lealtad y con la diligencia de un buen hombre de negocios. Los directores responden ilimitada y solidariamente hacia la sociedad, los accionistas y terceros por el mal desempeño de su cargo, la violación de la ley, el estatuto o el reglamento de la sociedad, si lo hubiere, y por cualquier otro daño a terceros causado por dolo, abuso de facultades o culpa grave, conforme lo establece el artículo 274 de la Ley General de Sociedades.

Un director no será responsable por las decisiones adoptadas en una reunión del Directorio en tanto el mismo declare su oposición por escrito e informe a la Comisión Fiscalizadora antes de que se entable un reclamo. La gestión de un director aprobada por los accionistas de la Sociedad libera al director de cualquier responsabilidad por tal gestión, a menos que los accionistas que representen al menos el 5% del capital social objeten dicha aprobación, o que la decisión de aprobar la gestión hubiera sido adoptada en violación de las leyes aplicables o del estatuto de la Sociedad. La Emisora tiene derecho a entablar acciones judiciales contra un director si una mayoría de los accionistas de la Sociedad, reunidos en asamblea, solicita tal medida.

De conformidad con la Ley General de Sociedades, el Directorio de la Emisora está a cargo de la administración de la Emisora y, por lo tanto, adopta todas las decisiones administrativas, así como también aquellas decisiones expresamente previstas en la Ley General de Sociedades, el estatuto de la Emisora y demás reglamentaciones aplicables. Asimismo, el Directorio de la Emisora es generalmente responsable de la ejecución de las resoluciones adoptadas en las asambleas de accionistas y del cumplimiento de cualquier tarea en particular que los accionistas le hubieran delegado expresamente. De conformidad con la Ley General de Sociedades, los deberes y las responsabilidades de un director suplente, cuando actúe en reemplazo de un director titular, ya sea en forma transitoria o permanente, son los mismos que los que se analizaron precedentemente para el caso de directores titulares, y no tendrán otros deberes o responsabilidades en su calidad de directores suplentes.

A continuación, se detallan los directores titulares y suplentes de la Emisora a la fecha del presente Prospecto:

Nombre	Cargo	Clase de Accionistas proponente⁽¹⁾	Edad	Director desde
Jorge Pablo Brito	Presidente	Clase B	40	2011
Darío Ezequiel Lizzano	Vicepresidente	Clase A	53	2015
Carlos Alberto Palazón	Director Titular	Clase A	49	2015
Jorge De Pablo Cajal	Director Titular	Clase A	41	2007
	Director Titular		64	2016
Osvaldo Héctor Baños	Independiente	Clase A		
Sebastián Sánchez		Clase B		2015
Sarmiento	Director Titular		48	
César Pablo Rossi	Director Titular	Clase B	53	2011
	Director Titular		60	
Carlos Alberto de la Vega	Independiente	Clase B		2015

<u>Nombre</u>	<u>Cargo</u>	<u>Clase de Accionistas proponente⁽¹⁾</u>	<u>Edad</u>	<u>Director desde</u>
Julio Javier Lococo	Director Suplente	Clase A	52	2018
Pedro Eugenio Aramburu	Director Suplente	Clase A	48	2015
Santiago Daireaux	Director Suplente	Clase A	52	2015
Matías Gonzalo Bujan	Director Suplente	Clase A	46	2015
Marcos Brito	Director Suplente	Clase B	37	2011
Juan Facundo Genís	Director Suplente	Clase B	52	2018
Juan Pablo Catarineu	Director Suplente			
	Independiente	Clase B	45	2018
Delfín Federico Ezequiel Carballo	Director Suplente	Clase B	35	2011

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

Directores Titulares:

Jorge Pablo Brito. El Sr. Brito es titular del DNI 29.866.300 y del CUIT 20-29866300-8, con domicilio en Reconquista 314, Piso 6°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Brito es director de la Emisora desde noviembre de 2011, y es Presidente del Directorio desde diciembre de 2015. El Sr. Brito es miembro del directorio de Banco Macro S.A. También es miembro del Comité de Crédito Senior, Comité de Recupero Legal Senior, Comité de Gestión de Riesgos, Comité de Sistemas y Comité de Activos y Pasivos de Banco Macro S.A. A su vez, es el Presidente del Directorio de Macro Warrants S.A., y miembro del directorio de Banco del Tucumán S.A. y Macro Securities. Es primo de Delfín Federico Ezequiel Carballo y hermano de Marcos Brito.

Darío Ezequiel Lizzano. El Sr. Lizzano es titular del DNI 18.311.514 y del CUIT 20-18311514-7, con domicilio en Riverside Boulevard, Upper West Side, Nueva York, Estados Unidos de América. El Sr. Lizzano se desempeña como director titular y vicepresidente desde diciembre de 2015. Es también director suplente de las subsidiarias de la Emisora MyC Energía S.A., Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Patagonia Wind Energy S.A., Nor Aldyl San Lorenzo S.A., Nor Aldyl Bragado S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos Sudamericanos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Ingentis II Esquel S.A. y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. Asimismo, el Sr. Lizzano se desempeña como vicepresidente de TGLT S.A. y como director de Plaza Logística S.A. Se desempeña como managing director y Gerente de Cartera de primera línea de PointState Argentum LLC. Trabajó por más de 27 años en la actividad bursátil de América Latina y mercados emergentes. Antes de ingresar a PointState Argentum en 2014, el Sr. Lizzano trabajó en Morgan Stanley como Director Gerente, donde encabezó la División Institucional de Valores de América Latina, y también formó parte del comité de gestión de América Latina. Fue, a su vez, Director de Investigación y Jefe del Equipo de Distribución de Mercados Emergentes Globales para América. Con anterioridad a Morgan Stanley, el Sr. Lizzano trabajó en Santander desde 1996 a 2007, en principio, como Estratega para América Latina y luego como Jefe del Negocio de Valores de América Latina, para luego convertirse en Jefe Global de Cash Equities. El Sr. Lizzano fue sistemáticamente calificado por la *Institutional Investor Magazine* y *Latin Finance* como uno de los más importantes analistas de Argentina y estratega de valores de América Latina durante 1996 y 2006.

Carlos Alberto Palazón. El Sr. Palazón es titular del DNI 21.980.024 y del CUIT 20-21980024-0, con domicilio en Suipacha 1111, piso 18 CABA. El Sr. Palazón se desempeña como director titular de la Emisora desde diciembre de 2015. Es también director de las subsidiarias de la Emisora MyC Energía S.A., Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Patagonia Wind Energy S.A., Nor Aldyl San Lorenzo S.A., Nor Aldyl Bragado S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos Sudamericanos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia Vientos Patagónicos S.A., Genneia La Florida S.A., Ingentis II Esquel S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3 y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. El Sr. Palazón es socio en LP Advisors y asesor en PointState Argentum. Fue socio fundador de CIMA Investments. Asimismo, se desempeña como director de TGLT S.A., Plaza Logística Tortugas S.R.L., Plaza Logística S.A., PL Ciudad S.R.L., PL Echeverría S.R.L. y Plaza Logística Ciudad S.R.L. Es licenciado en Economía, egresado de la Universidad Católica Argentina.

Jorge De Pablo Cajal. El Sr. De Pablo es titular del pasaporte N°AAF299778, con domicilio en Salguero 3350, Oficina 103, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Cajal se desempeña como director titular de la Emisora desde noviembre de 2007. El Sr. De Pablo fue socio director de LAIG Investments y participó del Directorio de Mobiwize and Gasngo. A su vez, realizó un posgrado en finanzas en CUNEF, Madrid.

Oswaldo Héctor Baños. El Sr. Baños es titular del DNI 11.528.311 y del CUIT 20-11528311-2, con domicilio en Suipacha 1111, piso 18°, CABA. El Sr. Baños se desempeña como director titular de la Emisora desde mayo de 2016. El Sr. Baños es Contador Público egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Sebastián Sánchez Sarmiento. El Sr. Sánchez Sarmiento es titular del DNI 22.197.479 y del CUIT 20-22197479-5, con domicilio en Bouchard 680, Piso 14, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Sánchez Sarmiento se desempeña como director titular de la Emisora desde diciembre de 2015. También es director suplente de MyC Energía S.A., Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Patagonia Wind Energy S.A., Nor Aldyl San Lorenzo S.A., Nor Aldyl Bragado S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos Sudamericanos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Ingentis II Esquel S.A. y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. Asimismo, es director de Autopistas del Sol S.A. Actualmente, el Sr. Sánchez Sarmiento se desempeña como asesor financiero independiente, especializado en financiamiento societario y gestión de inversiones. Es licenciado en Administración de Empresas egresado de la Universidad Católica de Córdoba, y posee un Máster en Administración de Empresas de *Rochester University, Simon School of Business Administration*.

César Pablo Rossi. El Sr. Rossi es titular del DNI 18.286.413 y del CUIT 20-18286413-8 con domicilio en Reconquista 314, Piso 6°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Rossi es director de la Emisora desde junio de 2011 y, además, es director de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A., Enersud, Energy S.A.U, Genneia Desarrollos S.A., Patagonia Wind Energy S.A., Nor Aldyl San Lorenzo S.A., Nor Aldyl Bragado S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos Sudamericanos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia Vientos Patagónicos S.A., Genneia La Florida S.A., Ingentis II, Esquel S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. Trabajó como gerente de impuestos, gerente de financiaciones estructuradas y fideicomisos, y como adscripto al CEO de Banco Macro S.A. El Sr. Rossi obtuvo un Máster en Administración de Empresas de la Universidad Torcuato di Tella y es contador público matriculado egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Carlos Alberto de la Vega. El Sr. de la Vega es titular del DNI 13.416.842 y del CUIT 20-13416842-1, con domicilio en Juana Manso 153, piso 4, “9”, CABA, 1107. El Sr. De la Vega se desempeña como director titular de la Emisora desde diciembre de 2015. Asimismo, es miembro del consejo consultivo de la Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL). El Sr. de la Vega se desempeñó como Presidente y CEO de Camuzzi Gas Pampeana S.A. y Camuzzi Gas del Sur S.A. Fue miembro del directorio de Transportadora de Gas del Sur S.A. y CFO de Loma Negra. El Sr. de la Vega es Contador Público egresado de la Universidad de Buenos Aires y posee un posgrado de *University of Virginia – Darden Graduate Business School*, y de *Duke University – The Fuqua School of Business*.

Directores Suplentes:

Julio Javier Lococo: El Sr. Lococo, titular del DNI 18.415.421 y del CUIT 20-18415421-9, fue designado director suplente de la Emisora en abril de 2018. Es socio del estudio jurídico Pérez Alati, Grondona, Benites & Arntsen. Es abogado egresado de la Pontificia Universidad Católica Argentina en el año 1993 y fue distinguido con los premios Editorial El Derecho y Julio Ojea Quintana. Cuenta con un título de posgrado en Derecho Civil otorgado por la Universidad de Roma II, Tor Vergata, en el año 2000.

Pedro Eugenio Aramburu. El Sr. Aramburu es titular del DNI 22.430.890 y del CUIT 20-22430890-7, con domicilio en Suipacha 1111, piso 18 CABA. El Sr. Aramburu se desempeña como director suplente de la Emisora desde diciembre de 2015. Actualmente, es director titular de Compañía Naviera Horamar S.A., Empresas Verdes Argentinas S.A., Estancia Celina S.A., FGF Forestal Santa María S.A., Las Misiones S.A., Ojo de Vino S.A., Patagonia Organic Meat Company S.A., Ultracore Energy S.A., Tecnovital S.A. e Imagine Communications de Argentina S.R.L.; y director suplente de Achernar S.A., Globe Metales S.R.L., Inversora Diamante S.A., Inversora Nihuiles S.A., Pesquera Cruz del Sur S.A., Sato Argentina S.A., Inversiones Los Alpes S.A., Vitalpack S.A., TGLT S.A. El Sr. Aramburu se desempeña como síndico titular de Transportadora de Energía S.A., Compañía de Transmisión de Mercosur S.A., Combined Insurance Compañía de Argentina S.A. Compañía de Seguros, Petrolera El Trébol S.A., Lan Argentina, Glacco Cia. Petrolera S.A., Veyance Technologies Argentina S.R.L., Establecimientos Levino Zaccardi y Cía S.A., Sadia Alimentos S.A., Virginia Surety Compañía de Seguros S.A., Servicios de Personal Logístico, Santander Río Asset Management Gerente de Fondos Comunes de Inversión S.A., HDI Seguros S.A., Inesa Argentina S.A., Protecciones Esenciales S.A., Centro Logístico Aplicado S.A., Inversora Cordillera S.A. y Avex S.A.; y como síndico suplente de Ivax Argentina S.A., Pilar del Este S.A., Aseguradora de Créditos y Garantías S.A., Santa María del Sol S.A., Atlantis Sociedad Inversora S.A., Seguros Sura Argentina S.A. Es socio del estudio jurídico Pérez Alati, Grondona, Benites & Arntsen. El Sr. Aramburu es abogado egresado

de la Universidad Católica Argentina y posee un máster en derecho otorgado por *Columbia University School of Law*.

Santiago Dairea. El Sr. Dairea es titular del DNI 20.213.659 y del CUIT 20-20213659-2, con domicilio en Suipacha 1111, piso 18 CABA. El Sr. Dairea se desempeña como director suplente de la Emisora desde diciembre de 2015 y además, es síndico suplente de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A., Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Patagonia Wind Energy S.A., Nor Aldyl San Lorenzo S.A., Nor Aldyl Bragado S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos Sudamericanos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Ingentis II Esquel S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. Es presidente de Guasaloma S.A., Glenmark Generics S.A., Ojo de Vino S.A. y Patagonia Organic Meat Company S.A. Asimismo, es director suplente de Purtierra S.A., Calaer S.A., Protecciones Esenciales S.A., San Enrique Petrolera S.A. El Sr. Dairea es también síndico titular de Bi S.A., Inversiones Los Alpes S.A., Metrogas S.A., Gas Argentino S.A., Papel Misionero S.A., Pilar del Este S.A., Virginia Surety Compañía de Seguros S.A., Combined Insurance Compañía de Argentina S.A., Zucamor S.A., Zucamor Cuyo S.A., Las Misiones S.A. y Empresas Verdes Argentina S.A.; y síndico suplente de Agco Argentina S.A., BRS Investment S.A., CMPC Inversiones de Argentina S.A., La Papelera del Plata S.A., Fabi Bolsas Industriales S.A., Forestal Bosques del Plata S.A., Forestal Timbauva S.A., Global Collection Services S.A., Inversiones Los Andes S.A., Isban Argentina S.A., Red Global S.A., Santander Río Servicios S.A., Santander Río Trust S.A., Santander Río Valores S.A., Servicio Electrónico de Pago S.A., Quickfood S.A., Aseguradora de Créditos y Garantías S.A., Santa María del Sol S.A., Atlantis Sociedad Inversora S.A. y Seguros Sura Argentina S.A. Es socio del estudio jurídico Pérez Alati, Grondona, Benites & Arntsen. A su vez, es miembro del Colegio Público de Abogados de la Capital Federal y del Colegio de Abogados del Estado de Nueva York (*Bar Association of the State of New York*). Es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina y posee un máster en derecho otorgado por *University of Pennsylvania Law School*.

Matías Gonzalo Bujan. El Sr Bujan es titular del DNI 23.782.511 y del CUIT 20-23782511-0, con domicilio en Av. del Libertador 498 - 15 piso – BA. El Sr Bujan es director de LAIG Investments. El Sr Bujan es ingeniero agrónomo egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Marcos Brito. El Sr. Brito es titular del DNI 29.866.300 y del CUIT 20-29866300-8, con domicilio en Reconquista 314, Piso 6°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr Brito es director suplente de la Emisora desde junio de 2011. Se desempeña como miembro del directorio de Banco Macro S.A. y es miembro del Comité de Activos y Pasivos y Comité de Recupero Legal Senior de Banco Macro S.A. A su vez, se desempeña como miembro del directorio de Banco Privado de Inversiones S.A. Anteriormente, trabajó como gerente de la división Santa Fe y del área de inversiones de Banco Macro S.A., y como CEO de Nuevo Banco Bisel S.A. El Sr. Brito es licenciado en economía egresado de la Universidad Torcuato Di Tella. Es primo de Delfín Federico Ezequiel Carballo y hermano Jorge Pablo Brito.

Juan Facundo Genís: El Sr. Genis, titular del DNI 18.560.537 y del CUIT 20-18560537-0, se desempeña como director suplente de la Emisora desde febrero de 2018. Es socio del Estudio Jurídico Catarineu & Asociados y miembro del Colegio Público de Abogados de la Ciudad de Buenos Aires. Es abogado egresado de la Universidad del Salvador.

Delfín Federico Ezequiel Carballo. El Sr. Carballo es titular del DNI 31.089.201 y CUIT 20-31089201-8, con domicilio en Juana Manso 555, 6° D, Puerto Madero. Ciudad de Buenos Aires. El Sr. Carballo es director suplente de la Emisora desde junio de 2011. También se desempeña como director de Santa Genoveva, Havanna S.A., Desarrollo ALPHA S.A. El Sr. Carballo es licenciado en economía egresado de la Universidad Torcuato Di Tella.

Juan Pablo Catarineu: El Sr. Juan Pablo Catarineu, titular del DNI 24.235.576 y del CUIT 20-24235576-9, se desempeña como director suplente de la Emisora desde febrero de 2018. Es socio del Estudio Jurídico Catarineu & Asociados y miembro del Colegio Público de Abogados de la Ciudad de Buenos Aires. Es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina y se especializa en derecho de empresas.

GERENCIA DE PRIMERA LÍNEA

La gerencia de primera línea de la Emisora tiene a su cargo la implementación y ejecución de los objetivos globales a corto plazo y estratégicos de la Emisora y reporta al director ejecutivo de la Emisora. El siguiente cuadro brinda información sobre los gerentes de primera línea de la Emisora a la fecha del presente prospecto.

Nombre	Cargo	Edad	Fecha de designación
Walter M. Lanosa	Director General Ejecutivo	55	9 de enero de 2012
Bernardo S. Andrews	Director Financiero	48	1 de agosto de 2016
Diego J. Abelleira	Director de Legales y Compliance	50	7 de junio de 2010
Federico Sbarbi Osuna	Director de Estrategia y Nuevos Negocios	45	1 de mayo de 2011
Patricio J. O. Neffa	Director de Proyectos y Operaciones	50	1 de julio de 2014/ 1 de octubre de 2017
Martín R. Scarafoni	Director de Control de Calidad	46	1 de septiembre de 2017
Mariano O. Muñoz	Director de Recursos Humanos	55	12 de marzo de 2018
Gustavo Castagnino	Director de Asuntos Corporativos	44	1 de agosto 2019

Los domicilios de los gerentes de primera línea de la Emisora coinciden con el domicilio de la sede social de la Emisora enumerados en la contratapa. A continuación, se presenta una breve descripción biográfica de los gerentes de primera línea de la Emisora.

Walter M. Lanosa. El Sr. Lanosa es el Director General Ejecutivo de la Emisora desde enero de 2012. Antes de unirse a la Emisora, se desempeñó como vicepresidente, director general adjunto y director administrativo de Multigas S.A., director comercial y de marketing de Totalgaz Argentina, responsable de estrategia y planificación de Total Group en París, Francia, director general de Totalgaz Italia, y vicepresidente de la Cámara de Distribuidores de Gas de Italia. El Sr. Lanosa es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires y fue socio fundador del estudio jurídico Soldano, Lanosa y Muñoz.

Bernardo S. Andrews. El Sr. Andrews se unió a la Emisora en agosto de 2016. Antes de unirse a la Emisora, fue director financiero de Compañía General de Combustibles S.A. Además, fue administrador de cartera, director financiero, CFO regional y director financiero corporativo regional de GDF Suez, y ocupó diversos cargos en el área de financiamiento estructurado de Enron Corporation en Argentina y Brasil. Es licenciado en economía egresado de la Universidad de Buenos Aires y realizó un posgrado en economía en la Universidad Torcuato Di Tella en Buenos Aires.

Diego J. Abelleira. El Sr. Abelleira es el director de legales de la Emisora desde junio de 2010 y desde mayo de 2018, además, tiene a su cargo el área de Compliance de la Emisora. Antes de unirse a la Emisora, el Sr. Abelleira trabajó como asociado en el estudio jurídico Marval, O'Farrell & Mairal, y como asociado extranjero en el estudio jurídico Uría & Menéndez en Madrid. Además, trabajó como asociado en el estudio jurídico Quattrini, Laprida & Asociados, apoderado para la dirección de asuntos legales de Banco Credicoop Cooperativo Limitado, asociado del estudio jurídico Landin, Deveali, Labadie & Chiti, y asistente legal en el Juzgado Civil y Comercial N° 3 de San Isidro. También fue profesor adjunto de obligaciones civiles y comerciales en la Universidad de Belgrano. El Sr. Abelleira obtuvo una maestría en derecho bancario y financiero (LLM) en la Universidad de Londres (Queen Mary & Westfield College) y es abogado especializado en derecho empresario egresado de la Universidad de Belgrano y posee un Certificado en Liderazgo Profesional de Ética y Compliance otorgado por la Ethics and Compliance Initiative.

Federico Sbarbi Osuna. El Sr. Osuna trabaja en la Emisora desde hace 13 años. Es Director de Estrategia y Desarrollo Comercial. Previamente fue Director Operativo responsable de la operación de los activos de la Emisora y responsable de asuntos comerciales y empresariales. Antes de ingresar a la Emisora, se desempeñó como consultor comercial senior para diversas empresas que brindaron soluciones de tecnología de la información para Customer Relationship Management (CRM). El Sr. Osuna tiene un título en tecnología de la información del Centro de Altos Estudios en Ciencias Exactas y un MBA del IAE.

Patricio J.O. Neffa. El Sr. Neffa es director de operaciones y mantenimiento de la Emisora desde julio de 2014, y anteriormente fue responsable del proyecto GEO de la Emisora. Desde septiembre de 2017 es el director de proyectos y de operaciones de la Emisora. Antes de unirse a la Emisora, se desempeñó como ingeniero proyectista en IBM y Grupo Vallourec, donde lideró el sector automotriz y el de energía. Ocupó diversos cargos en Renault, incluyendo: responsable de la cooperación técnica en Renault-GM (Francia); jefe de proyecto industrial en Moscú (Rusia); gerente de ingeniería de producto en Curitiba (Brasil); y director de programas de vehículos de América.

El Sr. Neffa es ingeniero aeronáutico egresado de la Universidad Nacional de la Plata y obtuvo un máster en gestión de proyectos en la Université Paris IX Dauphine (Francia).

Martín R. Scarafoni. El Sr. Scarafoni es director de control de calidad de la Emisora desde septiembre de 2017. Antes de ingresar a la Emisora, trabajó en ABB Argentina como Gerente de Calidad y EHS para la División de Medio Voltaje. También se desempeñó como Gerente de Calidad y EHS en la División de Energía y Departamento Corporativo en todas las cuestiones societarias, legales y del consumidor en Siemens S.A. Anteriormente, se desempeñó en Central Puerto S.A. como gerente de Calidad del Medioambiente y Seguridad. El Sr. Scarafoni es ingeniero industrial egresado de la Universidad de Buenos Aires y ha cursado estudios de posgrado en Calidad y Medioambiente en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires, y es Six Sigma Green Belt por la Universidad Austral.

Mariano O. Muñoz: El Sr. Muñoz se desempeña como Director de Recursos Humanos de la Emisora desde marzo de 2018. Tiene experiencia en recursos humanos como miembro y asesor para diversas industrias. Antes de formar parte de Genneia, trabajó en el Ministerio de Trabajo de la Provincia de Buenos Aires, como Subsecretario. También trabajó en “HRBS Consultores”, como consultor, y en Telecom Argentina S.A., como gerente de relaciones industriales. El Sr. Muñoz es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires, cuenta con un título de posgrado en Administración de Recursos Humanos Estratégicos otorgado por el Instituto para el Desarrollo Empresario Argentino y un Máster en Derecho Comercial Internacional de la Universidad de Turín.

Gustavo Castagnino: El Sr. Castagnino se desempeña como Director de Asuntos Corporativos de la Emisora desde agosto de 2019. Antes de formar parte de Genneia, trabajó en Mercedes-Benz Argentina por más de 13 años, y también fue miembro del Directorio de dicha compañía desde el 2014 hasta el 2019. El Sr. Castagnino fue presidente de la asociación civil de directores de comunicación de la República Argentina (Dircoms) durante dos años, y actualmente se desempeña como vicepresidente de dicha organización. Asimismo, fue miembro del Directorio la Cámara de Comercio Argentino Brasileña, de la Fundación del Hospital de Clínicas, la Fundación Laureus, de la Fundación INECO, y de la Asociación de Fábricas de Automotores (ADEFA). También fue miembro del comité comunicacional de la Cámara de Comercio Argentino-Alemana. Actualmente cumple funciones en la Cámara Eólica Argentina, en el Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía y en la Fundación Universitaria del Río de la Plata. El Sr. Castagnino obtuvo el título en Relaciones Internacionales de la Universidad del Salvador, y cuenta con un título de posgrado ejecutivo del IAE y otros títulos de posgrado en Digital House y la Universidad Austral. Además, es profesor del Posgrado de Asuntos Corporativos en la Universidad Católica Argentina.

COMITÉ DE AUDITORÍA

El comité de auditoría de la Emisora está formado por Osvaldo Héctor Baños, Carlos Alberto de la Vega y Carlos Alberto Palazón. Los Sres. Osvaldo Héctor Baños y Carlos Alberto de la Vega satisfacen los requisitos de “independencia” de las Normas de la CNV. El comité de auditoría de la Emisora supervisa los procesos de generación de información contable y financiera y las auditorías de los estados financieros consolidados de la Emisora. El comité de auditoría tendrá la responsabilidad de, entre otras cosas:

- seleccionar a los auditores independientes y pre-aprobar todos los servicios de auditoría y servicios que no son de auditoría que hayan de ser prestados por nuestros auditores independientes;
- efectuar revisiones a intervalos regulares de la independencia de los auditores independientes;
- revisar todas las operaciones con partes vinculadas en forma permanente;
- analizar los estados financieros consolidados trimestrales y anuales auditados con la dirección y con los auditores independientes;
- efectuar revisiones periódicas y volver a evaluar si el reglamento del comité de auditoría sigue siendo apropiado;
- mantener reuniones en forma separada y a intervalos regulares con la dirección, con los auditores internos y con los auditores independientes;
- reportar al directorio en pleno a intervalos periódicos;
- supervisar la actuación del área de Compliance de la Emisora; y
- todo otro asunto que el directorio le delegue específicamente al comité de auditoría periódicamente.

RELACIONES FAMILIARES

Jorge Pablo Brito, Presidente, director y accionista de la Emisora, es hijo de Jorge Horacio Brito (también accionista de la Emisora) y es hermano de Marcos Brito (que reviste la calidad de miembro suplente del directorio de la Emisora). El director suplente Delfín Federico Ezequiel Carballo es hijo de Delfín Jorge Ezequiel Carballo (accionista de la Emisora). Además, Jorge Pablo Brito, Marcos Brito y Delfín Federico Ezequiel Carballo son primos.

COMISIÓN FISCALIZADORA

La Ley General de Sociedades y la Ley de Mercado de Capitales de Argentina exigen que toda sociedad que haga una oferta pública en la Argentina, como es el caso de la Sociedad, tenga una Comisión Fiscalizadora. El estatuto de la Emisora establece que la comisión fiscalizadora esté compuesta por tres síndicos titulares y tres síndicos suplentes que ejercen funciones por un ejercicio fiscal. En virtud de la Ley General de Sociedades, solo los abogados y contadores que puedan ejercer en Argentina o sociedades civiles compuestas por dichas personas pueden desempeñarse como síndicos en una sociedad anónima argentina.

Las principales responsabilidades de la Comisión Fiscalizadora de la Emisora son fiscalizar el cumplimiento por parte de la Emisora de la Ley General de Sociedades, el estatuto, las normas, si las hubiere, y las resoluciones de los accionistas, y realizar otras funciones que incluyen, entre otras: (i) supervisar e inspeccionar los libros y registros corporativos cuando se estime necesario, pero al menos trimestralmente; (ii) asistir a las reuniones de directores y asambleas de accionistas; (iii) elaborar un informe anual relativo a la situación económica de la Emisora y someterlo a consideración de los accionistas en la asamblea anual ordinaria; (iv) convocar una asamblea extraordinaria de accionistas cuando se estime necesario, por iniciativa propia o por solicitud de los accionistas, o una asamblea ordinaria cuando el Directorio de la Emisora no la convoque; (v) supervisar y controlar el cumplimiento por la Emisora de las leyes y normas, el estatuto y las resoluciones de los accionistas; y (vi) examinar los reclamos por escrito de los accionistas que representen al menos el 2% del capital social.

En el ejercicio de dichas funciones, la Comisión Fiscalizadora no controla las operaciones de la Emisora ni evalúa los méritos de las decisiones tomadas por los directores. Los deberes y responsabilidades de un síndico suplente, cuando actúe en reemplazo de un síndico titular, ya sea de manera transitoria o permanente, son los mismos que los analizados precedentemente para el caso de los síndicos titulares. Los síndicos suplentes no tienen otros deberes y responsabilidades.

El siguiente cuadro brinda información sobre los miembros de la Comisión Fiscalizadora de la Emisora a la fecha del presente prospecto, quienes fueron designados por la asamblea de accionistas celebrada el 25 de abril de 2019, y cuyos mandatos vencen el 31 de diciembre de 2019. Sin embargo, los miembros de la Comisión Fiscalizadora continuarán en su cargo hasta que se designen nuevos miembros.

Nombre	Cargo	Clase de Accionistas proponente	Edad	Miembro desde
Diego M. Serrano Redonnet	Miembro Titular	A	53	2015
Alejandro Almarza	Miembro Titular	B	62	2011
Ignacio Ramón Arrieta	Miembro Titular	A y B	44	2020
Danilo Parodi Logioco	Miembro Suplente	A	32	2018
Carlos Javier Piazza	Miembro Suplente	B	61	2015
Ricardo José Mihura de Estrada	Miembro Suplente	A y B	55	2012

Todos los miembros de la Comisión Fiscalizadora son “independientes” en virtud de las disposiciones de las Normas de la CNV, y las Resoluciones Técnicas emitidas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas.

A continuación, se presenta una breve descripción biográfica de los síndicos titulares y suplentes de la Comisión Fiscalizadora:

Síndicos Titulares:

Diego M. Serrano Redonnet. El Sr. Serrano Redonnet es titular del DNI 18.000.376 y del CUIT 20-18000376-3, con domicilio en Suipacha 1111, piso 18 Ciudad de Buenos Aires. El Sr. Serrano Redonnet se desempeña como síndico titular de la Emisora desde 2015. Es también síndico titular de las siguientes subsidiarias de la Emisora:

MyC Energía S.A., Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Patagonia Wind Energy S.A., Nor Aldyl San Lorenzo S.A., Nor Aldyl Bragado S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos Sudamericanos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia Vientos Patagónicos S.A., Genneia La Florida S.A., Ingentis II Esquel S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. El Sr. Serrano Redonnet es socio del estudio jurídico Pérez Alati, Grondona, Benites & Arntsen. Es profesor de finanzas societarias en la Universidad Católica Argentina. A su vez, se desempeña como síndico de Banco Santander Río S.A., BRS Investment S.A., Isban Argentina S.A., Santander Río Servicios S.A., Santander Río Valores S.A., Santander Río Trust S.A., Aseguradora de Créditos y Garantías S.A., Santa María del Sol S.A., Atlantis Sociedad Inversora S.A., Seguros Sura Argentina S.A., Plaza Logística Tortugas S.R.L., Plaza Logística S.A., PL Ciudad S.R.L., PL Echeverría S.R.L. y Plaza Logística Ciudad S.R.L. Es síndico suplente de Combined Insurance Compañía de Argentina S.A., Virginia Surety Compañía de Seguros S.A. y Zurich Santander Seguros Argentina S.A. El Sr. Serrano Redonnet es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina y posee un máster en derecho otorgado por *Harvard Law School*.

Alejandro Almarza. El Sr. Almarza es titular del DNI 12.087.173 y del CUIT 20-12087173-1, con domicilio en 25 de Mayo 432, Piso 15, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Almarza se desempeña como síndico titular de la Emisora desde abril de 2012. Actualmente, también se desempeña como síndico titular de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A., Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Patagonia Wind Energy S.A., Nor Aldyl San Lorenzo S.A., Nor Aldyl Bragado S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos Sudamericanos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia Vientos Patagónicos S.A., Genneia La Florida S.A., Ingentis II Esquel S.A. Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. Es socio del estudio Della Rocca – Piazza – Almarza, miembro de HLB International, una red mundial de estudios contables y asesores de negocios independientes. Asimismo, el Sr. Almarza se desempeñó como síndico titular de Macro Securities S.A., Macro Fiducia S.A., Banco del Tucumán S.A., Macro Warrants S.A. y Seguro de Depósitos S.A. Es contador egresado de la Universidad de Buenos Aires y se matriculó en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Ignacio Ramón Arrieta. El Sr. Arrieta es titular del DNI 24.872.074 y del CUIT 20-24872074-4, con domicilio en la calle Esmeralda 1320, piso 4 “A”, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Arrieta se desempeña como síndico titular de la Emisora desde abril de 2020, y también se desempeña como síndico titular de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A., Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Patagonia Wind Energy S.A., Nor Aldyl San Lorenzo S.A., Nor Aldyl Bragado S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Genneia La Florida S.A., Ingentis II Esquel S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. A su vez, se desempeña como síndico de TGLT S.A. El Sr. Arrieta es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires y posee un máster en derecho otorgado por *Chicago Law School*.

Síndicos Suplentes:

Danilo Parodi Logioco: El Sr. Parodi Logioco, titular del DNI 33.242.650 y CUIT 20-33242650-9, se desempeña como síndico suplente de la Emisora desde abril de 2018. Es asociado del Estudio Jurídico Pérez Alati, Grondona, Benites, & Arntsen. Es abogado egresado de la Universidad Nacional del Sur y tiene un máster en derecho societario otorgado por la Pontificia Universidad Católica Argentina.

Carlos Javier Piazza. El Sr. Piazza es titular del DNI 12.639.275 y CUIT 20-12.639.275-4, con domicilio en 25 de mayo 432 piso 15 CABA. El Sr. Piazza se desempeña como síndico suplente de la Emisora desde abril de 2015. Es también síndico suplente de las subsidiarias de la Emisora Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., MyC Energía S.A., Nor Aldyl San Lorenzo S.A., Nor Aldyl Bragado S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos Sudamericanos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Patagonia Wind Energy S.A., Ingentis II Esquel S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. Actualmente, es socio del estudio Della Rocca – Piazza – Almarza, miembro de HLB International, una red mundial de estudios contables y asesores de negocios independientes. Asimismo, es síndico titular de Banco de Valores S.A. y se desempeñó como síndico titular de Macro Warrants S.A. y como síndico suplente de Macro Securities S.A., Macro Fiducia S.A. y Banco del Tucumán S.A. Es contador egresado de la Universidad de Buenos Aires y fue admitido al Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires en 1983.

Ricardo José Mihura Estrada. El Sr. Mihura Estrada titular del DNI 17.365.154 y del CUIT 20-17365154-7, con domicilio en Lavalle 190, Piso 6°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Mihura Estrada es uno de los síndicos

suplentes de la Emisora. Además, es uno de los síndicos suplentes de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A., Enersud Energy S.A.U., IWS Energy Service S.A., Genneia Desarrollos S.A., International New Energies S.A., Patagonia Wind Energy S.A., Nor Aldyl San Lorenzo S.A., Nor Aldyl Bragado S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos Sudamericanos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Ingentis II Esquel S.A. Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3 y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. Es socio fundador del estudio jurídico Leverone & Mihura Estrada, donde trabaja en el área de impuestos, fusiones y adquisiciones, derecho constitucional y administrativo y regulación económica y de servicios públicos. Fue docente de derecho tributario en la facultad de derecho de la Pontificia Universidad Católica Argentina y también en la maestría de derecho tributario en la misma casa de estudios. Actuó como consultor del gobierno nacional y varios gobiernos provinciales en temas vinculados con el derecho administrativo, la regulación económica y de servicios públicos en relación con proyectos financiados por entidades multilaterales. También tiene experiencia en la planificación y desarrollo de inversiones internacionales. El Sr. Mihura obtuvo un máster en derecho (LLM) en la Universidad de Florida, realizó un posgrado en tributación en la Universidad de Buenos Aires, y es abogado egresado de la Pontificia Universidad Católica Argentina.

B) ASESORES

La validez de las Obligaciones Negociables y ciertas cuestiones legales en relación con la ley de Argentina serán objeto de dictamen por parte de Bruchou, Fernández Madero & Lombardi, asesores legales de la Emisora en Argentina.

C) AUDITORES

Los estados financieros consolidados de la Emisora por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2018 y 2019, fueron auditados por Deloitte & Co. S.A., auditores externos de la Emisora, cuya información se detalla a continuación:

Auditor	DNI	Estado financiero	Matrícula	CUIT
Guillermo D. Cohen (Titular)	20.200.181	31/12/2019	T°159 F°77 Legajo 41287/2	20-20200181-6
Daniel Lucca (Suplente)	17.326.180	31/12/2019	T° 149 F° 99 Legajo 38660/0	20-17326180-3
Ricardo Ruiz (Suplente)	14.927.004	31/12/2019	T° 126 F° 201 Legajo 32665/8	20-14927004-4
Guillermo D. Cohen	20.200.181	31/12/2018	T°233 F°73	20-20200181-6
Guillermo D. Cohen	20.200.181	31/12/2017	T°233 F°73	20-20200181-6

Programa de Integridad y Compliance

La Emisora ha adoptado y da cumplimiento a un Programa de Integridad y Compliance, que sigue las mejores prácticas y recomendaciones en la materia, que incluyen políticas y procedimientos de control anticorrupción, de acuerdo a la Ley 27.401 de Responsabilidad Penal de Personas Jurídicas por hechos de corrupción, capacitaciones y entrenamientos de colaboradores de la Sociedad a fin de dar correcto cumplimiento a la implementación a dichas políticas y está a cargo de un “Chief Compliance Officer de la Sociedad”, nombrado por el Directorio y supervisado por el Comité de Auditoría.

El principal documento del Programa es el Código de Conducta de la Sociedad y se complementa con el Código de Conducta para Proveedores y las siguientes políticas y procedimientos específicos de Compliance:

- Política de Reporte de Compliance – Medios de denuncia, protección contra represalias y discriminación al denunciante de Buena fe.
 - Procedimiento de Gestión de Denuncias y Conflictos de Interés

- Procedimiento de Sanciones Disciplinarias
- Política Anti-Soborno, Anti-Corrupción y Anti-Lavado de dinero.
 - Procedimiento de Interacción con Funcionarios Públicos
- Política de Sanciones Económicas en el comercio internacional
- Política de Uso de Información Privilegiada.
- Política de Protección de Datos.
- Política de Proveedores/Contratistas.

RESUMEN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LOS TÍTULOS

Los términos y condiciones aplicables a cada Clase y/o Serie de Títulos en particular constarán en el Suplemento de Prospecto correspondiente, en el cual se podrán completar o ampliar, respecto de dicha Clase y/o Serie en particular, los términos y condiciones generales de los Títulos que se incluyen en el siguiente texto (las “Condiciones”) y que se aplicarán a cada Clase y/o Serie de Títulos.

Emisora	Genneia S.A.
Títulos a emitir bajo el Programa	Obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, conforme la Ley de Obligaciones Negociables.
Monto máximo del Programa	US\$800.000.000, o su equivalente en otras monedas en circulación en cualquier momento, determinado al momento de emitirse cada Clase y/o Serie, pudiendo re-emitirse las sucesivas Clases y/o Series que se amorticen.
Duración del Programa	Cinco años contados desde el 12 de diciembre de 2018 (fecha de vencimiento del plazo original), o el plazo máximo adicional que eventualmente pueda ser fijado por futuras regulaciones que resulten aplicables, en cuyo caso la Gerencia de Emisoras podrá decidir la extensión de su plazo de vigencia. El plazo de vigencia actual expirará el 12 de diciembre de 2023.
Clases y Series	Las Obligaciones Negociables podrán emitirse en diferentes clases y/o series. Dentro de cada clase contarán con los mismos derechos, pudiendo diferir en su fecha de emisión. Las Obligaciones Negociables de una misma clase con distinta fecha de emisión pertenecerán a una serie distinta de la misma clase.
Amortización de las Obligaciones Negociables	Entre un mínimo de siete días y un máximo de 30 años, o aquellos otros plazos mínimos o máximos que resulten imperativos bajo las normas en vigencia al momento de la emisión de una Clase y/o Serie.
Precio de emisión de las Obligaciones Negociables	Las Obligaciones Negociables podrán emitirse a la par, bajo la par o con prima sobre la par, según se indique en el Suplemento de Prospecto cada Clase y/o Serie.
Interés	Las Obligaciones Negociables podrán emitirse devengando interés a tasa fija, a tasa flotante, con descuento de emisión o sin devengar interés.
Garantía	Las Obligaciones Negociables podrán ser sin garantía, o con garantía especial, flotante o fiduciaria, o garantizadas por un tercero, conforme lo determine el Directorio.
Rango y Garantías de las Obligaciones Negociables	Las Obligaciones Negociables constituirán, en principio, y salvo que el respectivo Suplemento de Prospecto establezca lo contrario, obligaciones simples, incondicionales, con garantía común y no subordinadas de la Emisora. El Suplemento de Prospecto podrá establecer para una determinada

	Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, que éstas cuenten con garantías o que sean subordinadas. Las Obligaciones Negociables de una determinada Clase y/o Serie con garantía común no tendrán el beneficio de los bienes afectados a garantías especiales, reales, flotantes, fiduciarias u otras garantías de cualquier otra deuda de la Emisora, incluyendo Obligaciones Negociables de otras Clases y/o Series garantizadas.
Moneda de emisión	Dólares, pesos, o cualquier otra moneda que oportunamente determine el Directorio, sujeto al cumplimiento de todos los requisitos legales y reglamentarios aplicables.
Forma	Las Obligaciones Negociables que se emitan bajo el Programa podrán (i) serlo en forma escritural; o (ii) estar representadas por participaciones en un certificado global nominativo no endosable que será depositado en ocasión de la emisión de cada clase y/o serie en un régimen de depósito colectivo, conforme se determinará en el Suplemento de Prospecto pertinente.
Destino de los fondos	Los fondos provenientes de la colocación de las Obligaciones Negociables emitidas bajo el Programa serán destinados a cualquiera de los destinos contemplados en 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. Para mayor información, véase <i>“Información Clave Sobre la Emisora—Razones para la Oferta y Destino de los Fondos.”</i>
Rescate anticipado a opción de la Emisora	Siempre respetando la igualdad de trato entre los inversores y siempre y cuando se especifique en el Suplemento de Prospecto correspondiente a una Clase y/o Serie, las Obligaciones Negociables de dicha Clase y/o Serie serán rescatables total o parcialmente en forma anticipada a opción de la Emisora, al valor nominal con más los intereses devengados hasta la fecha de pago del valor de reembolso y la prima de rescate que allí se establezca.
Rescate por razones impositivas	A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Precio correspondientes, las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie podrán ser rescatadas a opción de la Emisora, siempre respetando la igualdad de trato entre los inversores, en su totalidad, pero no parcialmente, en caso que tuvieran lugar ciertos cambios impositivos que generen en la Emisora la obligación de pagar ciertos montos adicionales bajo las Obligaciones Negociables. Véase <i>“De la Oferta y la Negociación—Detalles de la oferta y la negociación— Rescate por Razones Impositivas”</i> del presente Prospecto.

Compromisos

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Precio correspondientes, la Emisora se obliga a cumplir los compromisos que se detallan en “*De la Oferta y la Negociación—Detalles de la oferta y la negociación—Compromisos Generales de la Emisora*” del presente en tanto existan Obligaciones Negociables en circulación. En los Suplementos de Precio correspondientes se podrán establecer compromisos adicionales a los detallados en “*De la Oferta y la Negociación—Detalles de la oferta y la negociación.- Compromisos Generales de la Emisora.*”

Eventos de Incumplimiento

Véase “*De la Oferta y la Negociación.- Detalles de la oferta y la negociación—Eventos de Incumplimiento.*” En los Suplementos de Precio correspondientes se podrán establecer eventos de incumplimiento adicionales a los allí detallados.

Listado y Negociación

La Emisora deberá solicitar el listado de las Obligaciones Negociables en el BYMA, en virtud del ejercicio de la facultad delegada por el BYMA a la BCBA conforme lo dispuesto por la Resolución N°18.629 de la CNV, y para su negociación en el MAE y, asimismo las Obligaciones Negociables podrán ser listadas en otros mercados de valores del país o del exterior, según se indique en cada Suplemento de Prospecto.

Calificaciones de riesgo

El Programa no contará con calificación de riesgo. La Emisora podrá calificar una o más Clases y/o Series de Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Programa, conforme lo determine en cada oportunidad el Directorio y se indique en el respectivo Suplemento de Prospecto.

Impuestos

Los pagos sobre las Obligaciones Negociables se efectuarán sin deducciones ni retenciones por, o a cuenta de, impuestos nacionales, provinciales o municipales argentinos, salvo que se determine lo contrario en el correspondiente Suplemento de Prospecto. En caso de exigirse dichas deducciones o retenciones, la Emisora habrá de pagar los montos adicionales que resulten necesarios a fin de que los obligacionistas reciban los mismos montos que hubieran recibido en el caso de no haberse exigido dichas retenciones o deducciones.

Fiduciario

Las Clases y/o Series podrán contar con un fiduciario, con los alcances del Artículo 13 de la Ley de Obligaciones Negociables, de acuerdo con lo que determine el Suplemento de Prospecto respectivo.

Colocación

Las Obligaciones Negociables serán colocadas a través de oferta pública en el país y/o en el extranjero, en mercados autorizados por la CNV, sobre la base de una suscripción en firme o una colocación en base a los mejores esfuerzos, según lo que sea acordado entre la Emisora y los colocadores respectivos, a ser designados por el Directorio, y según se establezca en el

Suplemento de Prospecto respectivo. El Suplemento de Prospecto respectivo especificará los nombres y las direcciones de dichos colocadores y los términos de colocación acordados por la Emisora con los mismos. Asimismo, cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables que se emitan en el marco del Programa serán colocadas utilizando procedimientos de colocación, según se determine en el Suplemento de Prospecto respectivo y de conformidad con lo dispuesto por la Ley de Mercado de Capitales, la Ley de Obligaciones Negociables, las Normas de la CNV, y demás normativa aplicable. En tal caso, de no alcanzarse la colocación de la totalidad, o de la cantidad parcial prevista, el contrato de suscripción de las Obligaciones Negociables quedará resuelto de pleno derecho, debiendo restituirse a los inversores los importes recibidos, sin intereses.

Jurisdicción

Toda acción contra la Emisora en razón de las Obligaciones Negociables podrá ser interpuesta en forma no exclusiva ante los Tribunales Ordinarios en lo Comercial con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el Tribunal Arbitral Permanente de la BCBA de conformidad con las disposiciones del artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales o cualquier otro tribunal al cual la Emisora decida someterse con respecto a cada una de las Clases y/o Series, conforme se establezca en cada Suplemento de Prospecto.

Legislación Aplicable

Las Obligaciones Negociables constituirán obligaciones negociables en virtud de la Ley de Obligaciones Negociables, y gozarán de los beneficios allí previstos. La calificación como Obligaciones Negociables, la autorización, formalización y otorgamiento de las Obligaciones Negociables por parte de la Emisora, y la aprobación de las mismas por la CNV para su oferta pública en Argentina, se regirá por la ley argentina. Las demás cuestiones relacionadas a las Obligaciones Negociables podrán regirse por la legislación de otra jurisdicción conforme se establezca en cada Suplemento de Prospecto.

Acción Ejecutiva

Conforme a lo dispuesto por la Ley de Mercado de Capitales, los tenedores de las Obligaciones Negociables podrán solicitar en los términos del artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales la expedición de un comprobante de saldo en cuenta o comprobante de participación en el certificado global, según sea el caso, a efectos de legitimar al titular para efectuar cualquier reclamo judicial inclusive mediante acción ejecutiva conforme lo dispone el artículo 29, primer párrafo de la Ley de Obligaciones Negociables o ante cualquier jurisdicción arbitral, si correspondiere.

PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN FINANCIERA Y DE OTRO TIPO¹

En este prospecto, las referencias a “**pesos**” o “**Ps.**” corresponden a pesos argentinos, y las referencias a “**dólares**” o “**dólares estadounidenses**” o “**US\$**” corresponden a dólares estadounidenses.

Para ciertos otros términos definidos empleados en este prospecto, véase “*Términos Técnicos y Regulatorios.*”

Estados Financieros

Este prospecto contiene información de los estados financieros consolidados auditados de la Emisora al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 (los “**Estados Financieros Anuales**”).

Los estados contables consolidados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017 han sido elaborados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) como normas contables profesionales, tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”, por su sigla en inglés), y de acuerdo con las Normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”). La adopción de la totalidad de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), tal como fueron emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés) fue resuelta por la Resolución Técnica 26 (texto ordenado) de la FACPCE.

Los Estados Financieros de la Emisora han sido auditados por Deloitte & Co. S.A., auditores externos de la Emisora.

Conforme a las NIIF, las operaciones en monedas que no sean la moneda funcional de la Emisora (dólar estadounidense) se reconocen en los Estados Financieros de la Emisora al tipo de cambio vigente a la fecha de la operación. Al final de cada ejercicio informado, los activos y pasivos monetarios denominados en monedas que no sean el dólar estadounidense se convierten a dólares estadounidenses al tipo de cambio vigente a esa fecha. Las diferencias de cambio por rubros monetarios se reconocen en las ganancias o pérdidas en el ejercicio en el que surgen. Véase las “*notas 3.1 y 3.2 a los Estados Financieros de la Emisora*”. Véase también “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina— Las fluctuaciones significativas en el valor del Peso podrían afectar de forma adversa la economía argentina y, en consecuencia, los resultados de las operaciones o la situación patrimonial de la Emisora*” y “*Tipos de Cambio y Controles Cambiarios*”.

Redondeo

Ciertas cifras (incluyendo montos porcentuales) incluidas en este prospecto han sido redondeadas para facilitar su presentación. Las cifras porcentuales y totales incluidos en este prospecto han sido calculados, en ciertos casos, en base a dichas cifras antes de su redondeo. Por esta razón, ciertos montos porcentuales y totales en este Prospecto pueden variar de los obtenidos realizando los mismos cálculos pero empleando las cifras de los Estados Financieros de la Emisora y las cifras indicadas como totales en ciertas tablas pueden no ser la suma aritmética exacta de las demás cifras en la tabla. Asimismo, a fines comparativos, las cifras correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 han sido expresadas en millones de pesos. Las mismas han sido calculadas a partir de las cifras incluidas en los Estados Financieros de la Emisora.

Cálculos Financieros que no se Ajustan a las NIIF

Este prospecto refleja ciertos cálculos financieros que no se ajustan a las NIIF, entre ellos el EBITDA Ajustado y el margen del EBITDA Ajustado. El EBITDA Ajustado de la Emisora ha sido calculado volviendo a sumar al resultado neto consolidado de la Emisora para cada período: (i) el impuesto a las ganancias; (ii) los resultados financieros netos; (iii) depreciación y amortización; (iv) otros ingresos (egresos) netos, and (v) pérdidas en inversiones a largo plazo. Para una conciliación del EBITDA Ajustado con el resultado neto consolidado de la Emisora.

La Emisora considera que la exclusión del impuesto a los débitos y créditos en cuentas bancarias del cálculo del EBITDA Ajustado de la Emisora constituye una medida de rendimiento operativo que toma en cuenta el hecho de que el Congreso Nacional ha otorgado recientemente facultades al Poder Ejecutivo mediante la Ley N° 27.342 para incrementar la porción del impuesto que puede emplearse como crédito a los fines del impuesto a las

ganancias, por hasta el 100% para 2020. La gerencia de la Emisora emplea el EBITDA Ajustado y el Margen del EBITDA Ajustado para evaluar su rendimiento comercial y considera que la revelación del EBITDA Ajustado y de otros Cálculos Financieros que no se Ajustan a las NIIF, pueden brindar información complementaria útil para los inversores y analistas financieros en su revisión de la capacidad de la Emisora de atender al servicio de su deuda. El EBITDA Ajustado y el Margen del EBITDA Ajustado pueden no ser comparables a mediciones de otra denominación similar de otras compañías y tiene limitaciones como herramientas analíticas. Los indicadores no calculados según las NIIF, entre ellos, el EBITDA Ajustado y el Margen del EBITDA Ajustado, no son medidas de los resultados o la liquidez de la Emisora según las NIIF y no deben ser considerados como alternativas del resultado operativo o del resultado del ejercicio, ni de ningún otro indicador de resultados calculado con arreglo a las NIIF, ni tampoco como alternativas del flujo de efectivo de las actividades operativas, de inversión o de financiamiento.

Información del Sector y el Mercado

La información del mercado y otra información estadística empleada a lo largo de este prospecto se basa en datos recolectados y puestos a disposición del público por el Ministerio de Economía, el Ministerio de Energía, la SEN, el INDEC, CAMMESA y ENARGAS, entre otras fuentes. Ciertos datos también se basan en estimaciones de la Emisora, que surgen del análisis de la Emisora de estudios internos y fuentes independientes. Si bien la Emisora considera que estas fuentes son confiables, no ha verificado la información en forma independiente y no puede garantizar su exactitud o integridad.

Del mismo modo, los estudios internos de la Emisora, las proyecciones financieras y la investigación de mercado, que a juicio de la Emisora son confiables en base a los conocimientos que la gerencia posee sobre el sector, no han sido verificados por fuentes independientes. En particular, las proyecciones podrían ser inexactas, especialmente durante largos períodos de tiempo. Asimismo, la Emisora desconoce qué presunciones fueron empleadas en la preparación de las proyecciones citadas.

INFORMACIÓN CLAVE SOBRE LA EMISORA

A) INFORMACIÓN CONTABLE Y FINANCIERA

Los siguientes cuadros presentan un resumen de la información contable y financiera de la Emisora por los ejercicios anuales cerrados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017. La siguiente información se extrajo de, y deberá ser leída conjuntamente con los estados financieros consolidados anuales auditados de la Emisora y sus notas y anexos por los ejercicios cerrados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, los cuales han sido oportunamente presentados ante la CNV. La siguiente información deberá ser leída conjuntamente con los estados financieros consolidados de la Emisora y con la información contenida en las secciones “*Información clave sobre la Emisora*”, “*Presentación de Información Contable y otra Información*”, “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera*” y “*Presentación de información financiera y de otro tipo*” del presente Prospecto.

Ciertas cifras que se incluyen en el presente Prospecto y en los estados financieros que se acompañan al mismo, han sido redondeadas para facilitar su presentación. Los valores porcentuales incluidos en el presente Prospecto se han calculado en algunos casos sobre la base de las cifras mencionadas antes de su redondeo. Por este motivo, es posible que ciertos valores porcentuales que figuran en el Prospecto no coincidan con los que se obtienen al realizar los mismos cálculos sobre la base de las cifras que figuran en los estados financieros que se acompañan, así como también, que algunos otros montos que aparecen en el presente Prospecto no arrojen un total exacto. Asimismo, a fines comparativos, las cifras correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 han sido expresadas en millones de pesos. Las mismas han sido calculadas a partir de las cifras incluidas en los Estados Financieros de la Emisora.

Los estados financieros consolidados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, han sido confeccionados de conformidad con las NIIF. La adopción de las NIIF tal como fueron emitidas por el IASB, fue resuelta por la Resolución Técnica N°26 (texto ordenado) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“**FACPCE**”) y por las Normas de la CNV.

Estado de Resultados Consolidado

Información seleccionada del Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales Consolidados (de acuerdo a NIIF) por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

	Al 31/12/2019 Consolidado (en millones de pesos)	Al 31/12/2018 Consolidado (en millones de pesos)	Al 31/12/2017 Consolidado (en millones de pesos)
Ingresos por ventas netas	13.502	5.981	2.646
Costo de ventas	(4.864)	(2.522)	(1.192)
Utilidad bruta	8.638	3.459	1.454
Gastos de comercialización	(119)	(49)	(22)
Gastos de administración	(823)	(673)	(215)
Otros egresos, netos	(1.363)	(401)	(74)
Resultados por inversiones a largo plazo	(160)	(50)	(2)
Resultados financieros, netos	(5.166)	(2.748)	(787)
Utilidad (pérdida) neta antes de impuesto a las ganancias	1.007	(462)	354
Impuesto a las ganancias	(1.968)	(507)	287
(Pérdida) utilidad neta del ejercicio	(961)	(969)	641
Otros resultados integrales			
Diferencia de cambio por conversión	5.554	5.478	580
Total de otros resultados integrales	5.554	5.478	580
Resultado integral total del ejercicio	4.593	4.509	1.221
(Pérdida) utilidad neta atribuible a:			
Propietarios de la controladora	(961)	(969)	641
Total (pérdida) utilidad del ejercicio	(961)	(969)	641

Resultado integral total atribuible a:

	Al 31/12/2019 Consolidado (en millones de pesos)	Al 31/12/2018 Consolidado (en millones de pesos)	Al 31/12/2017 Consolidado (en millones de pesos)
Propietarios de la controladora	4.593	4.509	1.221
Resultado integral total del ejercicio	4.593	4.509	1.221
Resultado por acción (básico y diluido)	(9,33)	(9,51)	7,56

Información del Balance General Consolidado al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

	Al 31/12/2019 Consolidado (en millones de pesos)	Al 31/12/2018 Consolidado (en millones de pesos)	Al 31/12/2017 Consolidado (en millones de pesos)
Activo corriente			
Caja y bancos	3.813	5.661	551
Inversiones	1.650	149	1.280
Créditos por ventas	4.746	1.752	738
Otros créditos	2.036	2.102	163
Inventarios	104	41	37
Total del activo corriente	12.349	9.705	2.768
Activo no corriente			
Créditos por ventas	204	401	421
Otros créditos	2.734	4.879	2.667
Inversiones	3.115	424	87
Inventarios	474	354	156
Llave de negocio	-	663	328
Bienes de uso	67.346	35.869	10.298
Activos en concesión	-	-	33
Activos intangibles	1.737	1.230	674
Total del activo no corriente	75.610	43.820	14.666
Total del activo	87.959	53.525	17.434
Pasivo corriente			
Cuentas por pagar	7.895	4.861	1.157
Préstamos	11.419	3.461	1.228
Remuneraciones y cargas sociales	353	184	83
Cargas fiscales	678	45	83
Otros pasivos	103	285	39
Previsiones	208	149	6
Total del pasivo corriente	20.656	8.985	2.596
Pasivo no corriente			
Préstamos	45.221	31.332	8.592
Cargas fiscales	-	4	5
Otros pasivos	495	265	132
Pasivo por impuesto diferido	7.262	3.207	1.288
Total del pasivo no corriente	52.978	34.808	10.018
Total del pasivo	73.634	43.793	12.614
Patrimonio neto (según estados respectivos)			
Capital suscrito	103	103	98
Prima de emisión	2.862	2.862	2.466
Contribuciones de capital	32	32	30
Reserva legal	20	20	1
Reserva Facultativa	-	465	-
Otros resultados integrales	12.773	7.219	1.741
Resultados no asignados	(1.465)	(969)	484
Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora	14.325	9.732	4.820
Total del pasivo y patrimonio neto	87.959	53.525	17.434

Otra Información Financiera

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
	(en millones de pesos)		
(Pérdida) utilidad, neta	(961)	(969)	641
Impuesto a las ganancias	1.968	507	(287)
Resultados financieros, netos	5.166	2.748	787
Depreciaciones y amortizaciones	3.400	1.730	805
Otros egresos, netos ⁽¹⁾	1.363	401	74
Resultados por inversiones a largo plazo	160	50	2
EBITDA Ajustado	11.096	4.467	2.022

- (1) Otros egresos netos incluyen Ps.201 millones, Ps.144 millones, y Ps.74 millones correspondientes a impuesto a los débitos y créditos bancarios por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente. Asimismo, incluyen la suma de Ps.1.318 millones y Ps.258 millones correspondientes a desvalorización de valor llave, intangibles y bienes de uso al 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente. Y al 31 de diciembre de 2019 incluyen una ganancia por la suma de Ps.228 millones correspondiente a la venta de la Central Térmica Pinamar.

Información Operativa

La siguiente tabla presenta la información operativa de la Emisora para los períodos indicados.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Factor de disponibilidad (%)			
Centrales Térmicas	99,4	98,4	99,0
Matheu	99,8	100,0	100,0
Paraná	99,8	100,0	100,0
Concepción del Uruguay	99,7	100,0	99,9
Olavarría	99,9	99,9	99,9
Las Armas	98,9	99,5	99,7
Bragado	98,9	97,4	98,1
Pinamar ⁽⁴⁾	88,8	98,9	99,8
Cruz Alta ⁽¹⁾	99,8	98,6	100,0
Parques eólicos	93,7	93,7	99,0
Rawson I y II	97,2	98,5	98,2
Rawson III	97,7	98,8	99,6
Trelew ⁽³⁾	78,3	84,9	87,0
Madryn I	95,7	94,2	-
Villalonga	95,9	95,7	-
Chubut Norte I	96,0	86,5	-
Villalonga II	96,4	-	-
Pomona I	92,7	-	-
Pomona II	98,2	-	-
Madryn II	97,9	-	-
Parque Solares ⁽⁶⁾	76,9	-	-
Ullum I	76,2		
Ullum II	78,1		
Ullum III	76,7		
Factor de disponibilidad total	95,4	97,2	99,0
Venta de Energía (GWh)			
Centrales Térmicas	645	649	758
Matheu	22	5	28
Paraná	13	6	32
Concepción del Uruguay	11	2	25
Olavarría	35	8	29
Las Armas	113	79	110
Bragado I, II y III	420	464	452
Pinamar	11	34	48
Cruz Alta ⁽¹⁾	20	51	32
Parques eólicos	1.755	655	331
Rawson I y II	297	283	298

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2019	2018	2017
Rawson III	114	106	17
Trelew ⁽³⁾	153	158	16
Madryn I ⁽²⁾	324	70	-
Villalonga ⁽²⁾	236	23	-
Chubut Norte I ⁽²⁾	140	15	-
Villalonga II ⁽²⁾	16	-	-
Pomona I ⁽²⁾	212	-	-
Pomona II ⁽²⁾	20	-	-
Madryn II ⁽²⁾	244	-	-
Parques solares	193	11	-
Ullum I ⁽²⁾	58	4	-
Ullum II ⁽²⁾	60	4	-
Ullum III ⁽²⁾	75	3	-
Total de energía vendida	2.593	1.314	1.089

(1) El 11 de agosto de 2017 Genneia Desarrollos S.A. adquirió de Pluspetrol Resources Corporation B.V. y Pluspetrol Resources Corporation la totalidad de las acciones de GETSA, cuyo objeto social y actividad es la generación y comercialización de energía eléctrica a través de dos centrales térmicas ubicadas en la provincia de Tucumán. Los datos estadísticos para períodos anteriores son expuestos en su totalidad a efectos informativos.

(2) Datos operativos según CAMMESA, incluye GWh generados previos al COD.

(3) El 29 de noviembre de 2017 la Emisora adquirió la totalidad de las acciones de la sociedad Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. cuyo objeto social y actividad es la construcción, operación y mantenimiento de una granja eólica destinada a la generación de energía eólica ubicada en la Provincia del Chubut. Los datos estadísticos para períodos anteriores son expuestos en su totalidad a efectos informativos.

(4) La central térmica Pinamar dejó de estar operativa el 1° de abril de 2019, conforme lo dispuesto por la Resolución 2019-4-APN-SRRYME#MHA del Ministerio de Hacienda.

(5) El 28 de junio 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. La Compañía considera que dichas centrales dejaron de ser propiedad de la Compañía y, por lo tanto, se dejó de facturar por la venta de energía a la Provincia del Chubut.

(6) En los parques solares se refiere al Performance Ratio (PR).

B) INDICADORES

Al 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017:

RATIOS	Al 31/12/2019 Consolidado	Al 31/12/2018 Consolidado	Al 31/12/2017 Consolidado
Liquidez Corriente (Activo Corriente / Pasivo Corriente)	0,60	1,08	1,07
Solvencia (Patrimonio Neto / Pasivo)	0,19	0,22	0,38
Inmovilización del capital (Activo No Corriente / Activo Total)	0,86	0,82	0,84
Rentabilidad (Resultado del ejercicio/ Patrimonio Neto Promedio)	(0,08)	(0,13)	0,19

Al respecto, cabe mencionar que, en línea con las proyecciones financieras, la Gerencia de la Compañía considera que la situación de déficit de liquidez evidenciada por el índice respectivo al 31 de diciembre de 2019 mencionada no presenta problemas y se revertirá, entre otros, con (i) el flujo de caja de los proyectos inaugurados en el último trimestre de 2018 y en el segundo semestre de 2019 (el parque eólico Pomona I entró en funcionamiento el 12 de julio de 2019, con una capacidad instalada de 101 MW; el parque eólico Pomona II entró en funcionamiento el 29 de agosto de 2019, con una capacidad instalada de 11 MW y el parque eólico Madryn II entró en funcionamiento el 26 de septiembre de 2019, con una capacidad instalada de 151 MW), (ii) el proceso de nuevos desembolso de los financiamientos Project Finance en las subsidiarias; y (iii) préstamo corporativo a medio plazo de USD 31 millones de KfW en Genneia.

C) CAPITALIZACIÓN Y ENDEUDAMIENTO:

Endeudamiento

El siguiente cuadro establece la deuda de corto plazo y capitalización al 31 de diciembre de 2019.

Esta información debe leerse junto con los Estados financieros Auditados de la Emisora incluidos en otra sección de este prospecto y con la información contenida en “Presentación de Información Financiera y de Otro Tipo”, “Razones para la Oferta y Destino de los Fondos” y “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera”.

Al 31/12/2019 Consolidado (en millones de pesos)	
Préstamos	
A corto plazo	11.419
A largo plazo	45.221
Total préstamos	56.640
Patrimonio Neto	
Capital social suscrito	103
Prima de emisión	2.862
Contribuciones de capital	32
Reserva legal	20
Reserva facultativa	-
Otros resultados integrales	12.773
Resultados no asignados	(1.465)
Total patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora	14.325
Capitalización total ⁽¹⁾	70.965

(1) Incluye total de préstamos más patrimonio neto

El siguiente cuadro expone los préstamos garantizados y no garantizados:

	Al 31/12/2019 Consolidado (en millones de pesos)	Al 31/12/2018 Consolidado (en millones de pesos)	Al 31/12/2017 Consolidado (en millones de pesos)
Préstamos			
A corto plazo	11.419	3.461	1.228
Obligaciones negociables	6.197	673	701
Otras deudas bancarias y financieras	4.419	2.771	501
Partes relacionadas, netas de comisiones	750	1	-
Leasing	53	16	26
A largo plazo	45.221	31.332	8.592
Obligaciones negociables	30.229	21.765	6.827
Otras deudas bancarias y financieras	11.155	7.585	1.731
Partes relacionadas, netas de comisiones	3.658	1.866	-
Leasing	179	116	34
Total de préstamos	56.640	34.793	9.820

Al 31 de diciembre de 2019, el cuadro anterior incluye préstamos garantizados en subsidiarias sin recurso hacia Genneia S.A. Se trata de los siguientes préstamos: i) Project Finance en Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A. y Genneia Vientos del Sur S.A. por un monto de 4.767, 3.118 y 1.888 respectivamente.; ii) fideicomiso financiero en Parque Eólico Loma Blanca S.A. por un monto de 2.517; y iii) préstamo bancario en Genneia Desarrollos S.A. por un monto de 1.671. Para mayor información, por favor ver sección “Financiamiento”.

Para más información sobre el endeudamiento de la Emisora, véase “Descripción del Endeudamiento de la Emisora”.

D) ACONTECIMIENTOS RECIENTES

Surgimiento y propagación de la pandemia de COVID-19

A finales de diciembre de 2019, la aparición de una enfermedad infecciosa de origen desconocido (un nuevo coronavirus denominado SARS-CoV-2), causante de una enfermedad respiratoria aguda (“**COVID-19**”) originado en Wuhan, en la Provincia de Hubei, China, fue reportada a la OMS. El 11 de marzo de 2020, con motivo del brote de COVID-19 y su posterior propagación a prácticamente todos los países del planeta, la OMS declaró la “emergencia de salud pública de preocupación internacional” y decretó el estado de “pandemia” a nivel mundial. Véase *“Factores de Riesgos - El surgimiento y propagación de una enfermedad a nivel pandémico o una amenaza de salud pública similar, como la pandemia de SARS-CoV-2 (COVID-19) podría tener un efecto material adverso en la economía argentina y global, así como en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones.”*

A la fecha del presente prospecto, no hay cambios significativos en la situación patrimonial y financiera de la entidad. Si bien cabe mencionar, que a raíz de la situación pandémica de público conocimiento y las medidas de emergencia dispuestas por el gobierno que afectan la economía nacional, se han observado demoras en los pagos por parte de CAMMESA -principalmente en lo que respecta a la generación térmica y contratos de energía renovable sin garantía FODER. Asimismo, la Secretaría de Energía de la Nación ha dispuesto la suspensión de la indexación de los precios establecidos por la Resolución 31/2020. Para mayor información sobre este punto, véase *“Marco Regulatorio del Negocio de la Emisora - Remuneración de la generación de electricidad”*. También se han observado ciertas demoras en la provisión de insumos y materiales con destino principalmente para las obras en curso.

Tomando en consideración la característica del negocio y operaciones de la Emisora, las cuestiones enunciadas previamente, de momento, no representan un efecto material adverso sobre los flujos de fondos, la situación financiera y de resultados de la Sociedad, así como en su capacidad presente de atender sus obligaciones corrientes y el pago de las remuneraciones a su personal. No obstante, no podemos asegurar los efectos que la extensión y profundización de la propagación pandémica de COVID-19 y las regulaciones de emergencia gubernamentales locales e internacionales ya adoptadas o a ser adoptadas en el futuro en su consecuencia podrían tener en la economía mundial, en la de Argentina o la de sus socios estratégicos, ni en la Sociedad; y por lo tanto, no podemos asegurar que en el futuro dichos efectos no vayan a ocasionar un efecto material adverso sobre los flujos de fondos, la situación financiera y de resultados de la Sociedad.

El Gobierno Argentino se encuentra en procesos de renegociación de la deuda externa con acreedores internacionales.

El 21 de abril de 2021 el Gobierno Argentino lanzó un canje de deuda (el “**Canje**”) con el objetivo de refinanciar su deuda externa, reconfigurando los pagos de intereses y capital originalmente previstos, de manera tal que sean sustentables y no comprometan el desarrollo y potencial crecimiento de Argentina en los próximos años. Para mayor información, véase *“La capacidad del gobierno de obtener financiación de los mercados internacionales es limitada, lo cual podría afectar su capacidad para implementar reformas y favorecer el crecimiento económico, lo cual podría tener un impacto negativo sobre la situación patrimonial o el flujo de efectivo de la Emisora.”*

Celebración de Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria Unánime de accionistas.

Con fecha 29 de abril de 2020, se celebró la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria Unánime de accionistas de la Emisora, que resolvió, entre otros puntos, la aprobación de los estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2019 y la modificación de la composición de la Comisión Fiscalizadora, en virtud de la cual ingresó el Sr. Ignacio Ramón Arrieta como síndico titular de la Compañía.

La asamblea se celebró en los términos de la Resolución N° 830 de la CNV, publicada en el Boletín Oficial el 5 de abril de 2020, la cual incorporó la posibilidad de realizar reuniones a distancia de los órganos de administración y de gobierno de las entidades emisoras mientras dure el “aislamiento social, preventivo y obligatorio” dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 297/2020, siguiendo los lineamientos del artículo 61, de la Ley de Mercado de Capitales. Para mayor información, véase *“Información adicional – Asambleas a Distancia”*.

E) RAZONES PARA LA OFERTA Y DESTINO DE LOS FONDOS

Los fondos provenientes de la colocación de las Obligaciones Negociables a ser emitidas en el marco del Programa 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.

F) FACTORES DE RIESGO

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

RIESGOS RELACIONADOS A ARGENTINA

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

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

- hechos o factores económicos externos adversos;
- déficits fiscales;
- políticas fiscales y monetarias contradictorias;
- dependencia de financiación externa;
- cambios en las políticas económicas o impositivas de gobierno;
- altos índices de inflación;
- cambios abruptos en los valores de las divisas;
- altas tasas de interés;
- aumentos salariales y controles de precios;
- controles cambiarios y de capital;
- tensiones políticas y malestar social;
- fluctuaciones en las reservas del Banco Central; y
- restricciones sobre las exportaciones e importaciones.

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

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

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

La economía argentina mostró una recuperación después de la crisis de 2001-2002. Desde 2008, sin embargo, ha debido enfrentar las fuertes presiones inflacionarias y un estancamiento del crecimiento, principalmente como resultado de los siguientes factores: las políticas monetarias y fiscales introducidas por el gobierno de Fernández de Kirchner (quien ejerció su mandato hasta diciembre de 2015); los controles cambiarios estrictos combinados con un tipo de cambio real sobrevaluado que limitó el comercio exterior y las inversiones; la inestabilidad para obtener financiación internacional, y una baja en los precios de los productos agrícolas. La consiguiente erosión de la confianza en la economía argentina dio como resultado, entre otros, fugas de capitales, disminuyendo la inversión, una baja significativa en las reservas internacionales del Banco Central, y malestar político y social. Asimismo, de acuerdo con información revisada publicada por el INDEC, el PBI real de Argentina creció aproximadamente 2,3% en 2013, disminuyó aproximadamente 2,6% en 2014 y creció aproximadamente 2,4% en 2015. Según las estimaciones preliminares publicadas por el INDEC, el PBI real de Argentina aumentó 2,7% durante el año 2017, disminuyó 2,5% durante el año 2018 y disminuyó 2,2% durante el año 2019.

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

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

La reciente asunción del nuevo gobierno genera cierta incertidumbre en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestros negocios.

Tras los resultados en las elecciones primarias que tuvieron lugar el 11 de agosto de 2019, el peso se devaluó casi el 30% y la cotización de las acciones de compañías cotizantes se derrumbó un 38%. Por su parte, el “riesgo país”, escaló a uno de los niveles más alto de la historia argentina, colocándose por sobre los 2000 puntos el 28 de agosto de 2019.

Como consecuencia de los efectos mencionados, a fin de controlar el egreso de divisas y restringir las fluctuaciones del tipo de cambio, el BCRA implementó controles cambiarios, los cuales fueron endurecidos luego de conocidos los resultados de las elecciones generales.

En las elecciones generales, que se llevaron a cabo el domingo 27 de octubre de 2019, la fórmula Fernández-Fernández obtuvo el 48% de los votos, mientras que la fórmula Macri-Pichetto obtuvo el 40% de los sufragios.

La reciente asunción del nuevo gobierno, las medidas ya adoptadas por éste como así también aquellas que pudieran adoptarse en el futuro generan incertidumbre, en el contexto de una economía altamente volátil. Véase “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con Argentina – No se puede asegurar cual será el efecto de las medidas implementadas mediante el dictado de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y sus posteriores reglamentaciones y que las mismas no puedan afectar adversamente nuestras operaciones, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones” del presente Prospecto.

No es posible prever las medidas que podrían ser adoptadas por la nueva administración a nivel nacional o por las administraciones provinciales, ni el efecto que dichas medidas y/o aquellas medidas ya adoptadas podrían tener en la economía argentina y en la capacidad de Argentina para cumplir con sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente nuestros negocios, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones. Además, no podemos asegurar que los acontecimientos económicos, regulatorios, sociales y políticos en Argentina posteriores a las elecciones no afectarán nuestros negocios, nuestra condición financiera o los resultados de nuestras operaciones.

No se puede asegurar cual será el efecto de las medidas implementadas mediante el dictado de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva y sus posteriores reglamentaciones y que las mismas no puedan afectar adversamente nuestras operaciones, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones

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

En materia energética, la ley faculta al Poder Ejecutivo principalmente a:

- mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a “iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, en los términos de las Leyes N° 24.065, N° 24.076 y demás normas concordantes”, a partir de la vigencia de la ley y por un plazo máximo de hasta 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020;
- intervenir administrativamente al ENRE y al ENARGAS por el término de 1 año; y facultó nuevamente al Poder Ejecutivo Nacional a fijar derechos de exportación de hidrocarburos.

En materia fiscal, las principales medidas son:

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

No es posible prever el impacto de esta ley ni las medidas que podrían ser adoptadas por la nueva administración a nivel nacional o provincial en la economía argentina y en la capacidad de Argentina para cumplir con sus obligaciones financieras, lo que podría afectar negativamente nuestros negocios, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones. Además, no podemos asegurar que los acontecimientos económicos, regulatorios, sociales y políticos en Argentina no afectarán nuestros negocios, nuestra condición financiera o los resultados de nuestras operaciones.

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

En el pasado, y principalmente desde 2011 y hasta diciembre de 2015, el gobierno argentino aumentó los controles sobre la venta de moneda extranjera, limitando las transferencias de fondos al exterior. Las normas existentes al 2011, más las reglamentaciones establecidas en 2012 que sujetaron otras operaciones cambiarias a la previa aprobación por parte de las autoridades impositivas argentinas o del BCRA, restringieron significativamente el

acceso al mercado cambiario por parte de las personas humanas y las entidades del sector privado. Estas medidas también incluyeron restricciones informales que limitaban la compra de moneda extranjera por parte de residentes y empresas locales a través del mercado de cambios para realizar pagos al exterior, tales como dividendos y pagos de importaciones de bienes y servicios.

La gestión del presidente Mauricio Macri eliminó sustancialmente todas las restricciones cambiarias que se implementaron bajo casi la totalidad de la duración de su administración. No obstante ello, el 1 de septiembre de 2019, ante diversos factores que impactaron en la evolución de la economía doméstica y la incertidumbre provocada en los mercados financieros, y en respuesta a la inquietud del gobierno nacional acerca de la inestabilidad cambiaria general y la incertidumbre generada en el marco del proceso eleccionario en curso, el gobierno nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 609/2019 junto con la Comunicación “A” 6770 del BCRA (modificada y complementada por varias comunicaciones posteriores incluyendo el texto ordenado dispuesto por la Comunicación 6844 “A” del BCRA) mediante las cuales se estableció, inicialmente, hasta el 31 de diciembre de 2019, entre otras medidas, la prohibición de acceder al mercado de cambios para el pago de deuda y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, y para operaciones concertadas a partir del 1° de septiembre de 2019. Mediante el Decreto N° 91/2019 y las Comunicaciones “A” 6854 y 6856 del BCRA, se dispuso la continuación de los controles cambiarios por tiempo indeterminado. Para más información sobre los controles de cambio vigentes a la fecha del presente, por favor véase la sección “*Tipo de cambio y Controles de Cambio*” del presente Prospecto.

No es posible asegurar que no se impondrán controles de cambio, restricciones a la transferencia más estrictas a las que actualmente se encuentran en vigencia. En el caso que la Argentina atravesase un período de crisis e inestabilidad política, económica y social que cause una significativa contracción económica, ellos puede devenir en cambios radicales en las políticas del gobierno de turno en materia económica, cambiaria y financiera con el objetivo de preservar la balanza de pagos, las reservas del BCRA, una fuga de capitales o una importante depreciación del Peso, como puede ser, la conversión obligatoria a Pesos de obligaciones asumidas por personas jurídicas residentes en Argentina en Dólares Estadounidenses. La imposición de este tipo de medidas restrictivas como de factores externos que no se encuentran bajo el alcance de la Emisora podría afectar materialmente su capacidad de realizar pagos en moneda extranjera.

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

Desde 2007, el INDEC, que es la única institución de Argentina con facultad legal para producir estadísticas nacionales oficiales, ha experimentado un proceso de reformas institucionales y metodológicas que han dado lugar a controversias relacionadas con la confiabilidad de la información que produce, incluidos los datos sobre inflación, PBI y desempleo. A pesar de las recientes reformas implementadas por el gobierno del ex presidente Macri, la credibilidad del IPC y asimismo de otros índices publicados por el INDEC se ha visto afectada, con argumentos de que el índice de inflación en Argentina y los otros índices calculados por el INDEC podrían ser sustancialmente distintos a los indicados en los informes oficiales.

Los informes publicados por el Fondo Monetario Internacional o FMI indicaron que su personal utilizó indicadores alternativos de inflación a los fines de la vigilancia macroeconómica, incluidos los datos producidos por fuentes privadas, que informaron índices de inflación considerablemente más altos que los publicados por el INDEC desde 2007. El FMI también censuró a la Argentina por falta de progreso suficiente, conforme lo requiere el Convenio Constitutivo del FMI, en la adopción de medidas reparadoras en relación con la mejora de la calidad de los datos oficiales, incluidos los datos sobre inflación y PBI.

En el mes de febrero de 2014, el INDEC lanzó un nuevo índice de inflación denominado Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano, el cual mide los precios de los bienes en todo el país y asimismo reemplaza al índice anterior que solamente midió la inflación en el ejido urbano de la ciudad de Buenos Aires. Si bien esta nueva metodología llevó a las estadísticas de inflación a un nivel más cercano que el estimado por fuentes privadas, las diferencias significativas entre los datos de inflación oficiales recientes y los cálculos privados se mantuvieron en 2015.

El 7 de enero de 2016, el gobierno del ex presidente Macri declaró el estado de emergencia administrativa respecto del sistema estadístico nacional y el INDEC, hasta el 31 de diciembre de 2016, el cual no ha sido prorrogado. Desde la declaración del estado de emergencia, el INDEC dejó de publicar ciertos datos estadísticos hasta que hubo completado una reorganización de su estructura técnica y administrativa para recuperar su capacidad de

producir información estadística relevante y suficiente. Durante dicho período de reorganización, el INDEC publicó las cifras oficiales emitidas por la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de San Luis a modo de referencia. Cierta información revisada referente al comercio exterior, balanza de pagos y datos del PBI entre los años 2011 a 2015 y el IPC entre mayo y diciembre de 2016 fue publicada por el INDEC luego de la declaración del estado de emergencia administrativa que tuvo lugar el 8 de enero de 2016. El 9 de noviembre de 2016, los Directores Ejecutivos del FMI levantaron la moción de censura argumentando que Argentina había reiniciado la publicación de información de forma consistente con sus obligaciones bajo el Convenio Constitutivo del FMI, habilitando a la Argentina a acceder nuevamente a los préstamos del FMI.

A pesar de las nuevas estadísticas sobre inflación y PBI del gobierno nacional, la Emisora no puede garantizar a los inversores que el gobierno nacional no modificará o introducirá nuevas medidas que afecten el sistema nacional de estadísticas, y en consecuencia la economía argentina, en particular deteriorando la confianza de los consumidores e inversores, lo cual podría tener un efecto significativo adverso sobre el negocio, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

La inflación, cualquier caída del PIB y/u otros acontecimientos económicos, sociales y políticos que podrán ocurrir en el futuro en Argentina, sobre las que la Emisora no tiene control, podrán afectar adversamente la situación patrimonial y financiera o los resultados de las operaciones de la Emisora.

La economía argentina ha experimentado una considerable volatilidad en las últimas décadas, caracterizada por períodos de bajo o nulo crecimiento, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda. El crecimiento económico sostenido en Argentina depende de varios factores, incluida la demanda internacional de exportaciones argentinas, la estabilidad y la competitividad del Peso frente a otras divisas, la confianza entre los consumidores y los inversores nacionales e internacionales, un índice de inflación estable y niveles de empleo estables, control del déficit fiscal, y las circunstancias de los socios regionales de Argentina.

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

- La inflación continúa siendo alta y puede continuar en niveles similares o superiores en el futuro; de acuerdo con un informe publicado por el INDEC, la inflación acumulada medida según el índice de precios al consumidor desde diciembre de 2017 hasta diciembre de 2018 fue del 47,64%, de 53,8% durante el año 2019 y de 9,1% durante los primeros cuatro meses de 2020 (2,3%, 2%, 3,3% y 1,5% en enero febrero, marzo y abril, respectivamente);
- De acuerdo con datos publicados por el INDEC, el PBI correspondiente a 2019 cayó un 2.2% respecto del año anterior, mientras que el PBI correspondiente al cuarto trimestre de 2019 respecto del mismo trimestre del año acumulaba una caída del 1.1%;
- La deuda pública de Argentina como un porcentaje del PBI continúa siendo elevada;
- El aumento discrecional del gasto público ha generado y podría continuar generando déficit fiscal;
- La inversión como porcentaje del PBI continúa siendo muy baja;
- Podrían llevarse a cabo una cantidad significativa de manifestaciones o huelgas, como sucedió en el pasado, que podrían afectar adversamente los distintos sectores de la economía argentina;
- El suministro de energía o gas natural podría no ser suficiente para abastecer la actividad industrial (limitando así el desarrollo industrial) y el consumo interno;
- El desempleo y el empleo informal continúan siendo elevados; según el INDEC, la tasa de desempleo durante el cuarto trimestre de 2019 fue de 8,9%;
- La pronunciada disminución en el nivel de recaudación del Fisco y de actividad económica como consecuencia de las medidas tomadas por el Gobierno Argentino para hacerle frente al COVID-19; y
- En el clima creado por las condiciones mencionadas anteriormente, hizo aumentar la demanda de divisas, por lo que se introdujeron controles a los efectos de frenar la fuga de capitales, durante el último semestre de 2019 el peso se devaluó casi el 30%, la inflación continuó con tendencias alcistas, y la cotización de las acciones de compañías cotizantes se derrumbó un 38%.

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

Como en el pasado reciente, la economía argentina puede resultar afectada adversamente si las presiones sociales y políticas impiden la implementación por parte del gobierno argentino de políticas diseñadas para controlar la inflación, bajar déficit fiscal, promover inversiones productivas, generar crecimiento y mejorar la confianza de los inversores y consumidores, o si las políticas implementadas por el gobierno argentino diseñadas para alcanzar esos objetivos no son exitosas. Estos sucesos podrían afectar en forma sustancialmente adversa la situación financiera y los resultados de nuestras operaciones.

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

La volatilidad del mercado cambiario y los compromisos que se asuman para obtener el apoyo del FMI podrían afectar de modo adverso la economía de país, y por ello, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial y financiera de la Emisora.

Ante la incipiente incertidumbre económica y financiera, la tendencia alcista del dólar estadounidense en relación al peso, y en miras a posibilitar la gestión gradualista que se había propuesto inicialmente el gobierno de Macri, se iniciaron negociaciones con el FMI con miras a recibir apoyo financiero a fin de evitar una mayor presión sobre las reservas internacionales y el tipo de cambio y, a la vez, posibilitar el financiamiento a tasas más bajas, en un contexto internacional marcado por el encarecimiento del crédito. El 20 de junio de 2018 el Directorio del FMI aprobó un acuerdo de stand-by de tres años para la Argentina por un importe de US\$ 50.000 millones (equivalente aproximado al 1.110% de la cuota de Argentina en el FMI). Esa decisión autorizó el inmediato desembolso de US\$ 15.000 millones que fueron destinados en parte a engrosar las reservas internacionales y sostener así el precio de la moneda local y en parte a apoyo presupuestario para hacer frente al déficit fiscal. El importe restante era de carácter precautorio y podrá ser desembolsado durante el plazo del acuerdo, sujeto a revisiones trimestrales del Directorio Ejecutivo del FMI.

El plan económico apoyado por el FMI al momento de negociar dicho acuerdo apuntaba a fortalecer la economía argentina focalizándose en cuatro pilares: a) restaurar la confianza del mercado mediante un compromiso del gobierno nacional de reducir sus necesidades financieras y poner la deuda pública en una dirección descendente. Anclando este esfuerzo hay un ajuste fiscal que asegura que el gobierno nacional alcance un equilibrio primario para el año 2020, con un significativo ajuste inicial para asegurar un déficit fiscal primario del 1,3% del PBI en 2019; b) proteger a los sectores sociales más vulnerables, tomando medidas para fortalecer el sistema de contención social, incluyendo el rediseño de programas (que se superponen y aun así tienen brechas en la cobertura) y para incrementar la participación femenina en la fuerza laboral (eliminando el tratamiento fiscal más desfavorable del segundo generador de ingresos y otorgando asistencia para el cuidado de niños a las familias trabajadoras), entre otros. El nivel del gasto social será protegido. Se contempla, además, si fuera necesario, el gasto adicional en programas de asistencia social ya probados y pre-identificados; c) fortalecer la credibilidad del Banco Central en la lucha contra la inflación. El gobierno nacional se comprometió a otorgar al Banco Central la independencia y autonomía institucional y operativa necesaria para alcanzar los objetivos en materia de inflación. Adicionalmente, el Banco Central había adoptado un plan de metas para reducir la inflación a un dígito en un plazo de tres años. También se están desarrollando planes para asegurar que el Banco Central tenga un balance saludable y autonomía financiera. El plan también contempla pasos para disminuir la vulnerabilidad del Banco Central respecto de su deuda de corto plazo en pesos Lebac; y d) progresiva disminución de las tensiones de la balanza de pagos. Esto involucra reconstruir las reservas internacionales y reducir la vulnerabilidad del país respecto de presiones en su cuenta de capital.

A pesar del desembolso del FMI ocurrido en junio de 2018, la devaluación del Peso continuó agravándose durante el mes de agosto de 2018, aún en un contexto de altas tasas de interés. A raíz de ello, a principios de septiembre el gobierno argentino inició negociaciones con el FMI con la finalidad de obtener un nuevo acuerdo que le habilite una ampliación del crédito del FMI que ayude a cerrar las cuentas del 2019, con miras a mejorar así la confianza de los inversores para frenar la volatilidad del tipo de cambio. Como resultado de estas negociaciones, el 26 de septiembre de 2018 el crédito fue elevado en US\$ 7.100 millones adicionales, totalizando US\$ 57.100 millones. El 12 de julio de 2019 se concluyó la cuarta revisión de la evolución económica de Argentina en el marco del Acuerdo Stand-by a 36 meses aprobado el 20 de junio de 2018. La conclusión de la revisión permite a las autoridades girar US\$ 5.400 millones, lo cual eleva los desembolsos totales desde junio de 2018 a US\$ 44.100 millones. Todos ellos fondos de libre disponibilidad en contraposición con el carácter precautorio que se les asignaba a los fondos pendientes de desembolso bajo el acuerdo inicial. Como contrapartida, el gobierno argentino asumió el compromiso de adelantar el equilibrio fiscal para el 2019, llevando el déficit primario a 0% del PBI en ese año y superávit de 1% en 2020 y, a su vez, el BCRA no podrá subir la base monetaria hasta junio de 2019. Sin embargo, los nuevos desembolsos del Fondo Monetario Internacional se han visto suspendidos a partir de mediados de septiembre de 2019. Por su parte, el gobierno de Alberto Fernández ya ha anunciado que no tiene

intención de solicitar desembolsos adicionales bajo dicho acuerdo con el objetivo de renegociar los términos de repago del acuerdo con el FMI como consecuencia de la imposibilidad de la Argentina de poder cumplir con sus obligaciones de pago bajo el mismo en los términos en los que fue firmado.

Asimismo, con fecha 12 de febrero de 2020, por medio del Decreto N° 141/2020, el gobierno argentino dispuso, como regla general y sujeta a ciertas excepciones, que el pago de la amortización correspondiente a los "Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020" (ISIN ARARGE320622) sea postergado en su totalidad al día 30 de septiembre de 2020, interrumpiendo el devengamiento de los intereses, y sin perjuicio de que dicha postergación no interrumpa el pago de los intereses devengados de acuerdo a los términos y condiciones originales.

A la fecha del presente Prospecto no puede precisarse si el acuerdo con el FMI logrará cumplir con los objetivos propuestos. En caso de que continúe la volatilidad del mercado cambiario y la inestabilidad de la economía argentina en general, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial y financiera de la Emisora podrían resultar adversamente afectados.

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

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

Durante 2017, el índice de inflación medido por el IPC del INDEC fue del 24,8%. El IPC para 2018 fue del 47,64%, el índice más alto registrado desde 1991. El IPC para el año 2019 fue de 53,81%. En el pasado, el gobierno argentino implementó programas para controlar la inflación y controlar los precios de bienes y servicios esenciales, incluido los intentos de congelamiento de precios de ciertos productos de supermercado y acuerdos de precios realizados entre el gobierno argentino y empresas del sector privado de diversas industrias y mercados, que no trataron las causas estructurales de la inflación y fracasaron en los intentos por reducirla.

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

Asimismo, la emisión monetaria ya efectuada o a efectuarse por el Banco Central, a fin de asistir financieramente al Tesoro Nacional para hacer frente a las medidas paliativas de la crisis generada por el COVID-19 puede derivar en una mayor inflación en el año 2020.

Aunque sustancialmente la totalidad de los ingresos de la Emisora se encuentran vinculados al dólar estadounidense, dado que algunos costos se vinculan a dólares estadounidenses y algunos costos a pesos, la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora pueden verse afectados significativamente si el índice de inflación supera a la devaluación del peso.

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

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

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

Entre las medidas adoptadas por la administración de Alberto Fernández en el marco de la inestabilidad económica, política y social imperante en la Argentina, el 13 de diciembre de 2019 se publicó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 34/2019 (el “DNU 34/2019”) mediante el cual se declaró la emergencia pública en materia ocupacional por el término de 180 días a partir de su entrada en vigencia. En este contexto, durante la vigencia de la emergencia ocupacional, en caso de despido sin justa causa respecto de contrataciones celebradas con anterioridad al mismo, los trabajadores afectados tendrán derecho a percibir el doble de la indemnización correspondiente de conformidad a la legislación vigente, duplicación que comprenderá todos los rubros indemnizatorios originados con motivo de la extinción de la relación laboral y que no resulta aplicable a las contrataciones celebradas con posterioridad a la entrada en vigencia del DNU 34/2019.

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

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

El peso argentino ha sufrido significativas devaluaciones respecto del dólar estadounidense en el pasado y ha continuado devaluándose respecto del dólar en el último año. Sin perjuicio de los efectos positivos que puedan derivarse de la devaluación del peso en relación a la competitividad de ciertos sectores de la economía argentina, dicho fenómeno puede tener impactos negativos de gran alcance para la economía de Argentina y para la condición económica y resultados de las empresas y de los individuos en forma general. La devaluación del peso en 2002, por ejemplo, tuvo un impacto negativo en la capacidad de las empresas argentinas de cancelar su deuda en moneda extranjera, inicialmente condujo a una muy alta inflación, redujo significativamente el valor del salario real y por ello impactó negativamente en las empresas cuyo éxito dependía de la demanda del mercado interno y afectó significativamente la capacidad del gobierno de cancelar sus obligaciones de deuda externa.

Luego de varios años de moderadas variaciones en el tipo de cambio nominal, el Peso ha sufrido depreciaciones continuas desde 2012. En años recientes, el Peso sufrió una devaluación del 18,4% con respecto al Dólar durante el 2017, del 101,4% durante el 2018, del 63,21% durante el 2019 y de 9,13% durante los primeros cuatro meses del 2020. A la fecha de este Prospecto, el tipo de cambio nominal para la venta de billetes informado por el Banco de la Nación Argentina es de \$69,25.

Por otra parte, un aumento significativo en el valor del peso frente al dólar estadounidense también presenta riesgos para la economía argentina. Una apreciación real significativa del peso afectaría negativamente las exportaciones, lo cual podría tener un efecto adverso negativo sobre el crecimiento del PBI y el empleo, y asimismo reduciría los ingresos del sector público argentino mediante la reducción de la recaudación impositiva en términos reales, debido a que resulta altamente dependiente de los impuestos a las exportaciones.

El 1 de septiembre de 2019, el Poder Ejecutivo mediante el decreto 609/2019 introdujo controles de capitales para reducir la presión devaluatoria contra el peso, cuya vigencia fue prorrogada indefinidamente por el gobierno de Alberto Fernández mediante el Decreto N° 91/2019 y Comunicación “A” 6854 y 6856 del BCRA, véase “Factores de Riesgo. Riesgos relacionados con la Argentina – Los controles cambiarios y las restricciones en el ingreso y salida de capitales podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional, afectando negativamente la economía argentina, y, como resultado de ello, nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones”. Para más información sobre el actual marco regulatorio de los controles cambiarios, véase la sección “Información Adicional – Controles de Cambio” en este Prospecto.

El entorno macroeconómico argentino en el que operamos se vio afectado por la depreciación antes mencionada, lo que tuvo efecto en nuestra situación financiera y económica. Si el Peso se depreciara aún más, volverían a producirse todos los efectos negativos sobre la economía argentina asociados a dicha depreciación, con consecuencias adversas para nuestros negocios, situación patrimonial y resultados de nuestras operaciones.

No podemos predecir en qué medida, el valor del peso podría depreciarse y cómo esas fluctuaciones podrían afectar

la demanda de nuestros productos y servicios. Asimismo, no podemos asegurar que el gobierno argentino no realizará más cambios regulatorios que nos impidan o limiten la compensación del riesgo derivado de nuestra exposición a otras monedas y, si así fuera, el impacto que estos cambios tendrán sobre nuestra situación financiera y los resultados de las operaciones.

Por otra parte, la futura recaudación impositiva y resultados fiscales de la República Argentina podrían ser insuficientes para cumplir con sus obligaciones de servicio de deuda, y el país podría verse obligado a depender en parte de financiación adicional de los mercados de capitales locales e internacionales, el FMI y otros acreedores potenciales, para cumplir sus obligaciones de servicio de deuda futuras. Asimismo, en el marco de las negociaciones de reestructuración de la deuda, el 5 de abril de 2020, el poder ejecutivo emitió el Decreto N° 346/2020, mediante el cual se postergaron el pago de intereses y capital de los bonos denominados en dólares emitidos bajo ley argentina hasta el 30 de diciembre de 2020, lo que ha dejado a la República Argentina en un virtual default. En el futuro, la República Argentina podría no ser capaz o no estar dispuesta a acceder a los mercados de capitales internacionales o locales, lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre la capacidad de la República Argentina de cumplir con los pagos de su deuda pública pendiente, y a su vez podría afectar en forma significativa y adversa la situación financiera y los resultados de nuestras operaciones. Sustancialmente la totalidad de los ingresos de la Emisora se encuentran vinculados al dólar estadounidense, a la vez que algunos costos de la Emisora se encuentran vinculados al dólar estadounidense y algunos costos son en pesos. Asimismo, debido a la imposición de controles cambiarios, la brecha entre el tipo de cambio oficial y el valor de la realización de algunas operaciones de mercado de capitales empleadas para la obtención de dólares (dólar “MEP” o “contado con liquidación”) se ha ampliado significativamente, alcanzando aproximadamente un 70% a fines de abril de 2020. En consecuencia, las variaciones en el tipo de cambio entre el dólar estadounidense y el peso podrían tener un efecto negativo sobre la condición financiera y los resultados de operaciones de la Emisora. Véase *“La capacidad del gobierno de obtener financiación de los mercados internacionales es limitada, lo cual podría afectar su capacidad para implementar reformas y favorecer el crecimiento económico, lo cual podría tener un impacto negativo sobre la situación patrimonial o el flujo de efectivo de la Emisora.”*

La capacidad del gobierno de obtener financiación de los mercados internacionales es limitada, lo cual podría afectar su capacidad para implementar reformas y favorecer el crecimiento económico, lo cual podría tener un impacto negativo sobre la situación patrimonial o el flujo de efectivo de la Emisora.

Tras la morosidad de ciertos pagos de deuda por parte de Argentina en 2001, el gobierno argentino logró reestructurar el 92% de la deuda a través de dos ofertas de canje de deuda llevadas a cabo en 2005 y 2010. Sin embargo, ciertos acreedores que se negaron a participar de las ofertas de canje (los “holdouts”) iniciaron numerosas demandas contra Argentina en varias jurisdicciones, incluidos los Estados Unidos, Italia, Alemania y Japón, bajo las cuales se han dictado sentencias en numerosos de dichos procedimientos.

Entre febrero y abril de 2016, el gobierno argentino suscribió acuerdos con ciertos tenedores de deuda vencida y presentó una propuesta a otros tenedores de deuda vencida, incluyendo aquéllos con reclamos pendientes en los tribunales de los Estados Unidos. Con la correspondiente aprobación del Congreso, en abril de 2016, Argentina emitió bonos por U\$S16.500 millones, de los cuales U\$S9.300 millones se destinaron a satisfacer los pagos de los acuerdos de liquidación alcanzados con los tenedores de deuda en mora. Desde entonces, se han liquidado prácticamente todos los créditos pendientes en concepto de fianzas impagadas. A la fecha de este Prospecto, ciertos litigios iniciados por tenedores de bonos que no han aceptado suscribir acuerdos con la Argentina continúan en distintas jurisdicciones, aunque la magnitud de los reclamos exigidos ha disminuido significativamente.

En 2018 la Argentina acordó con el FMI una facilidad crediticia por un monto de U\$S 57.100 millones con un plazo de 36 meses, bajo la modalidad *stand-by* ante la limitación de acceder a los mercados internacionales, la fuerte depreciación del Peso y la creciente inestabilidad económica. A la fecha del presente Prospecto, la Argentina ha recibido desembolsos bajo el acuerdo por U\$S46.100 millones. Sin embargo, el gobierno de Alberto Fernández ya ha anunciado que no tienen intención de solicitar desembolsos adicionales bajo dicho acuerdo con el objetivo de renegociar los términos de repago del acuerdo con el FMI como consecuencia de la imposibilidad de la Argentina de poder cumplir con sus obligaciones de pago bajo el mismo en los términos en los que fue firmado. A la fecha del presente Prospecto, el gobierno de Alberto Fernández se encuentra en procesos de negociación con el FMI para lograr la refinanciación del acuerdo *stand-by* celebrado en 2018.

Además, producto de la inestabilidad financiera y económica de la Argentina en el durante el 2019, a fin de despejar la incertidumbre y crear un marco de sustentabilidad de la deuda pública de corto plazo, el gobierno argentino realizó operaciones de reperfilamiento de dicha deuda con el objetivo de establecer nuevos cronogramas de pago de ciertos títulos de deuda emitidos localmente en dólares y en pesos. En este sentido, el 5 de febrero de 2020, el Congreso aprobó la Ley N° 27.544, en virtud de la cual la sostenibilidad de la deuda soberana es declarada

una prioridad nacional y se autoriza al Ministerio de Economía a renegociar nuevos términos y condiciones con los acreedores de Argentina dentro de ciertos parámetros allí establecidos. No obstante ello, en el marco de las negociaciones de reestructuración de la deuda, el 5 de abril de 2020, el poder ejecutivo emitió el Decreto N° 346/2020, mediante el cual se postergaron el pago de intereses y capital de los bonos denominados en dólares emitidos bajo ley argentina hasta el 30 de diciembre de 2020. La Emisora no posee exposición directa a los bonos comprendidos en el diferimiento de pago de interés y capital, pero sí posee exposición indirecta a los mismos a través de su subsidiaria Parque Eólico Loma Blanca IV. Dicha exposición no afecta significativamente a la Emisora, tratándose de un 0,27% sobre el saldo total de las inversiones de la Emisora.

Asimismo, con fecha 12 de febrero de 2020, por medio del Decreto N° 141/2020, el gobierno argentino dispuso, como regla general y sujeta a ciertas excepciones, que el pago de la amortización correspondiente a los "Bonos de la Nación Argentina en Moneda Dual Vencimiento 2020" (ISIN ARARGE320622) sea postergado en su totalidad al día 30 de septiembre de 2020, interrumpiendo el devengamiento de los intereses, y sin perjuicio de que dicha postergación no interrumpa el pago de los intereses devengados de acuerdo a los términos y condiciones originales. La Sociedad no posee exposición significativa directa ni indirecta a los bonos comprendidos en el diferimiento de pagos de interés y capital.

En esta misma línea, el 21 de abril de 2021 el Gobierno Argentino lanzó un canje de deuda (el “**Canje**”) con el objetivo de refinanciar su deuda externa, reconfigurando los pagos de intereses y capital originalmente previstos, de manera tal que sean sustentables y no comprometan el desarrollo y potencial crecimiento de Argentina en los próximos años. A tal fin, el Gobierno Argentino propuso efectuar un canje de diferentes series de bonos denominados en moneda extranjera (Dólares, Euros y Francos Suizos) y regidos bajo la legislación del Estado de Nueva York o inglesa, según el caso, que fueran emitidos oportunamente bajo los acuerdos de fideicomiso (*Indenture*) 2005 o 2016 (los “**Bonos Elegibles**”) por nuevas series de bonos denominados en Dólares o en Euros que prevén un esquema de amortizaciones periódicas (*amortizing*) y con vencimientos que varían entre el 2030 y el 2047 (los “**Nuevos Bonos**”) que serán emitidos por el Gobierno Argentino bajo el acuerdo de fideicomiso celebrado en 2016. Según fuera informado por el Ministro de Economía y conforme se desprende de la documentación publicada por el Gobierno Argentino en la SEC (acrónimo de Securities and Exchange Commission, el organismo regulador de los mercados de capitales en los Estados Unidos de América), en términos globales, el Canje por los Nuevos Bonos implicará una reducción en la carga de intereses de la República del 62% (US\$37.900 millones), un alivio en el stock de capital del 5,4% (US\$3600 millones) y un período de gracia de aproximadamente tres años.

El Canje estaría originalmente abierto en el período comprendido entre el 21 de abril de 2020 y el 8 de mayo de 2020 a las 5:00 p.m. (hora de Nueva York), durante el cual los acreedores podrían manifestar su consentimiento o rechazo a la propuesta del Gobierno Argentino de sustituir los Bonos Elegibles por los Nuevos Bonos, y, en caso de aceptación, elegir por cuál de los Nuevos Bonos canjear los Bonos Elegibles de su titularidad mediante el envío de órdenes (Tender Orders). Sin embargo, en el marco de las negociaciones entre el Gobierno Argentino y los acreedores, mediante Resolución 221/2020 del Ministerio de Economía, se resolvió prorrogar el período de canje hasta el 22 de mayo de 2020. La publicación de los resultados del Canje está prevista para el 25 de mayo de 2020, mientras que la liquidación de los Nuevos Bonos ha sido pautada para el 27 de mayo de 2020.

Como resultado de las consideraciones precedentes, no podemos asegurar que la Argentina cuente con la capacidad para obtener financiamiento en los mercados para hacer frente a sus obligaciones, como así tampoco el impacto que podría tener la imposibilidad del gobierno de Alberto Fernández de renegociar los compromisos externos del país, y en caso de que se renegocie, en qué términos finalmente se concretaría. Como en el pasado, esto puede derivar en nuevas acciones legales contra el Estado Argentino y en la ejecución de aquellas que a la fecha del presente Prospecto se encuentran en curso y pendientes de resolver. Esto puede afectar adversamente la capacidad del gobierno argentino de implementar las reformas necesarias para impulsar el crecimiento del país y reactivar su capacidad productiva. Asimismo, la incapacidad de Argentina para obtener crédito en los mercados internacionales podría tener un impacto directo en nuestra capacidad para acceder a dichos mercados a fin de financiar nuestras operaciones y crecimiento, incluyendo el financiamiento de inversiones de capital, lo que afectaría negativamente nuestra condición financiera, los resultados de operación y los flujos de caja.

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

En 2012, el Gobierno Argentino adoptó un importante procedimiento en virtud del cual las autoridades locales debían aprobar previamente cualquier importación de productos y servicios a la Argentina como requisito para permitir a los importadores el acceso al MULC para pagar aquellos productos y servicios que se importaban. En

2012, la Unión Europea, los Estados Unidos de Norteamérica y Japón presentaron demandas ante la Organización Mundial de Comercio (la “**OMC**”), en contra de ciertos requisitos mantenidos por la Argentina relativos a las importaciones. El 22 de diciembre de 2015, mediante la Resolución N° 3.823, la AFIP eliminó el sistema de autorización de importaciones que estaba vigente desde 2012, denominado Declaraciones Juradas Anticipadas de Importación y lo sustituyó por el nuevo Sistema Integral de Monitoreo de Importaciones. Entre otros cambios, las autoridades locales ahora deben responder a cualquier solicitud de aprobación dentro de un plazo de diez días contados a partir de la fecha en que se presenta la solicitud.

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

La intervención del gobierno en la economía argentina podría afectar adversamente los resultados de las operaciones o la situación patrimonial de la Emisora.

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

En 2008, el gobierno de Fernández de Kirchner absorbió y reemplazó el anterior sistema previsional mixto privado por un régimen previsional de reparto. Como resultado, todos los recursos administrados por las administradoras de fondos de jubilaciones y pensiones privadas, incluso las grandes participaciones de capital en una amplia gama de sociedades que se encuentren listadas y negocien en mercados autorizados, fueron transferidos al Fondo de Garantía de Sustentabilidad (“**FGS**”), a ser administrado por la Administración Nacional de la Seguridad Social (“**ANSES**”). La disolución de las administradoras de fondos de jubilaciones y pensiones privadas y la transferencia de sus activos financieros al FGS han tenido importantes repercusiones en el financiamiento de las empresas del sector privado. Los instrumentos de deuda y acciones que anteriormente podían ser colocados en administradoras de fondos de jubilaciones y pensiones se encuentran en la actualidad sujetos a la discrecionalidad de la ANSES. Desde que adquirió participaciones de capital en empresas privadas a través del proceso de reemplazo del sistema de jubilaciones y pensiones, la ANSES puede designar representantes del gobierno nacional en los directorios de estas entidades. De acuerdo con el Decreto N° 1.278/12, emitido por el Poder Ejecutivo el 25 de julio de 2012, los representantes de la ANSES deberán informar directamente al Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas, actualmente dividido en dos ministerios, el Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Finanzas, y estarán sujetos a un sistema de información conforme al cual, entre otras obligaciones, los representantes deben informar en forma inmediata al Ministerio de Hacienda y al Ministerio de Finanzas el orden del día de cada reunión de directorio y proporcionar la documentación correspondiente.

En abril de 2012, el gobierno de Fernández de Kirchner decretó la remoción de los directores y alta gerencia de YPF S.A. (“**YPF**”), la compañía gasífera y petrolera más grande del país, que era controlada por el grupo español Repsol, y presentó un proyecto en el Congreso de la Nación para expropiar las acciones en manos de Repsol que representaban un 51% de las acciones de YPF. El Congreso de la Nación aprobó el proyecto en mayo de 2012 a través de la sanción de la Ley N°26.741, que declaró que la producción, la industrialización, el transporte y la comercialización de hidrocarburos eran actividades de interés público y objetivos prioritarios de Argentina y facultó al gobierno nacional a tomar las medidas que fueran necesarias para lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos. En febrero de 2014, el gobierno nacional y Repsol anunciaron que habían llegado a un acuerdo sobre las condiciones respecto de la compensación pagadera a Repsol por la expropiación de las acciones de YPF. Dicho pago ascendía a la suma de US\$5.000 millones (Ps.79.300 millones), pagaderos mediante la entrega de bonos públicos argentinos con diferentes vencimientos. El acuerdo, que fue ratificado por la Ley N°26.932, canceló el reclamo presentado por Repsol ante el CIADI.

En diciembre de 2012 y agosto de 2013, el Congreso Nacional estableció nuevas reglamentaciones relacionadas con los mercados de capitales internos. Las nuevas reglamentaciones establecen en general una mayor intervención en los mercados de capitales por parte del gobierno nacional, autorizando, por ejemplo, a la CNV a designar veedores con la capacidad de vetar las decisiones del directorio de las compañías que se encuentren listadas en mercados autorizados bajo ciertas circunstancias y suspender al directorio por un período de hasta 180 días, sin perjuicio de ello, el 9 de mayo de 2018, el Congreso Nacional aprobó la Ley N°27.440 de financiamiento productivo, que reformó las leyes de Mercado de Capitales, la Ley N°24.083 de Fondos Comunes de Inversión y la Ley de Obligaciones Negociables, entre otras, introduciendo cambios sustanciales en las regulaciones de bolsas y mercados y varios agentes que operan en el mercado de capitales, así como también algunas facultades de la CNV.

En septiembre de 2014, el gobierno de Fernández de Kirchner sancionó una ley que habilita al gobierno nacional para intervenir en ciertos mercados en tanto considere que cualquier parte del mercado intenta imponer restricciones de precios o abastecimiento en el mercado. Esta ley se aplica a todos los procesos económicos vinculados a bienes, instalaciones y servicios que, directa o indirectamente, satisfacen las necesidades básicas de la población (denominados “bienes de la canasta básica”), y otorga amplias facultades al organismo de aplicación competente para que intervenga en dichos procesos. También faculta al organismo de aplicación a ordenar la venta, producción, distribución y/o entrega de bienes de la canasta básica en todo el país en caso de desabastecimiento.

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

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

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

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

La economía argentina sigue siendo vulnerable a los embates externos que se pueden generar por sucesos adversos en la región o a nivel mundial. Una baja significativa en el crecimiento económico de cualquiera de los principales socios comerciales de la Argentina (entre ellos Brasil, la Unión Europea, China y los Estados Unidos) podría tener un impacto adverso significativo en la balanza comercial de Argentina y afectar negativamente la economía del país. En particular, la economía de Brasil, el mercado exportador más importante de Argentina y su principal fuente de importaciones, está experimentando una devaluación de su moneda y una desaceleración en su economía que puede impactar negativamente en la economía argentina. La economía argentina puede resultar afectada por el efecto “contagio”. La reacción de los inversores internacionales ante hechos que tienen lugar en un país en desarrollo a menudo pareciera seguir un patrón “contagio”, en el cual una región entera o una clase de inversión se ve desfavorecida por los inversores internacionales. En el pasado, la economía argentina ha resultado afectada adversamente por esos efectos contagio en diversas oportunidades, como fue el caso en 2008, cuando la crisis económica mundial dio lugar a una abrupta caída en la actividad económica de Argentina en 2009.

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

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

Asimismo, los desafíos que enfrenta la Unión Europea para estabilizar las economías de algunos de sus miembros han tenido y podrían continuar teniendo implicancias internacionales que afecten la estabilidad de los mercados financieros globales, lo cual ha restringido las economías a nivel mundial.

En junio de 2016, el Reino Unido realizó un referéndum, en el que la mayoría votó a favor de la salida del país de la Unión Europea. El Reino Unido abandonó formalmente la Unión Europea el 31 de enero de 2020 (el “Brexit”). Sin perjuicio de que el Reino Unido acuerde los términos de su salida de la Unión Europea, se espera que las negociaciones sobre los términos y condiciones continúen durante el período de transición, que finalizará el 31 de diciembre de 2020. Sin embargo, la incertidumbre sobre los términos y condiciones de, entre otros, un nuevo acuerdo comercial, aplicación de la ley y acceso a aguas de pesca y la percepción del impacto económico podrían afectar negativamente la actividad comercial y las condiciones económicas del Reino Unido y la Unión Europea y afectar negativamente los mercados financieros internacionales. Además, el Brexit podría producir mayores niveles de inestabilidad política y judicial en la UE, lo que podría afectar los intercambios comerciales entre Argentina y dicha región.

Actualmente, los principales mercados financieros del mundo se han visto profundamente afectados por la propagación del virus SARS-COV-2, comúnmente conocido como “coronavirus”. El 11 de marzo, la Organización Mundial de la Salud declaró el brote de coronavirus de rápida propagación como una “pandemia”, reconociendo que el virus probablemente se extendería a todos los países del mundo.

Como resultado de las consideraciones precedentes, no podemos asegurar que la Argentina cuente con la capacidad para obtener financiamiento en los mercados para hacer frente a sus obligaciones. Asimismo, la incapacidad de Argentina para obtener crédito en los mercados internacionales podría tener un impacto directo en nuestra capacidad para acceder a dichos mercados a fin de financiar nuestras operaciones y crecimiento, incluyendo el financiamiento de inversiones de capital, lo que afectaría negativamente nuestra condición financiera, los resultados de operación y los flujos de caja.

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

En respuesta a las medidas de emergencia implementadas por el Gobierno Argentino durante la crisis económica de 2001-2002, se presentaron varios reclamos ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (“CIADI”) contra la Argentina. Los reclamantes alegan que las medidas de emergencia eran inconsistentes con las normas de tratamiento equitativo establecidas en diversos tratados bilaterales de inversión de los que la Argentina era parte en ese momento.

Los reclamantes también han iniciado reclamos ante tribunales de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (“CNUDMI”) y conforme a las normas de la Cámara de Comercio Internacional (“CCI”).

En relación con la expropiación de parte del gobierno argentino de Aerolíneas Argentinas que tuvo lugar en 2008, en julio de 2017, en una decisión dividida, un tribunal del CIADI resolvió que Argentina había violado los términos de un acuerdo bilateral de inversiones con España. Argentina solicitó la anulación del laudo. Con fecha 29 de mayo de 2019, el CIADI rechazó el pedido de Argentina y ratificó la decisión anterior. En consecuencia, se confirmó la ilegalidad de la expropiación y el Gobierno Argentino fue condenado a pagar U\$S 320,8 millones en concepto de daños y costos de representación. Si bien existe una instancia adicional para que Argentina presente el último recurso de revisión, el resultado de dicha instancia es incierto a la fecha del presente Prospecto.

Asimismo, en junio de 2019 se hizo público un reclamo ante el CIADI del grupo holandés ING, NNH y NNI Insurance International por la estatización decretada durante el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner del sistema de jubilación privada, realizada en 2008. Según lo informado por el CIADI en su sitio web la demanda es por U\$S500 millones.

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

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

La falta de un marco institucional sólido, así como también la corrupción han sido identificadas como un problema significativo para la Argentina. En el Índice de Percepciones de Corrupción de 2018 de Transparency International, que incluye un estudio de 180 países, la Argentina se ubicó en los puestos 85. En el “Informe de Hacer Negocios”

(Doing Business) de 2019, en la “Ranking de Facilidad para hacer Negocios” (Ease of doing Business Ranking) del Banco Mundial, la Argentina se ubicó en el puesto 126 de un total de 190 países, descendiendo de 117 en el 2018.

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

El entorno político de Argentina ha influido históricamente en el desempeño de la economía del país, y continúa haciéndolo. Las crisis políticas han afectado y continúan afectando la confianza de los inversores y el público en general, lo que históricamente ha generado desaceleración económica y mayor volatilidad en los títulos con riesgo argentino subyacente. La reciente inestabilidad económica de Argentina ha contribuido a una caída en la confianza del mercado en la economía de Argentina, así como al deterioro del entorno político. La debilidad de la situación macroeconómica de Argentina continuó en 2018 y se acentuó durante 2019 y podría incrementarse en 2020 como resultado de las medidas que introduzca el nuevo gobierno.

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

El surgimiento y propagación de una enfermedad a nivel pandémico o una amenaza de salud pública similar, como la pandemia de SARS-CoV-2 (COVID-19) podría tener un efecto material adverso en la economía argentina y global, así como en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones.

El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud (la “OMS”) declaró la “emergencia de salud pública de preocupación internacional” y decretó el estado de “pandemia” a nivel mundial con motivo del brote de SARS-CoV-2 (COVID-19) en Wuhan, China y su posterior propagación a nivel mundial (el “Coronavirus”).

En la actualidad, las principales bolsas mundiales y el mercado de capitales local se han visto materialmente afectados por la propagación del Coronavirus, el cual ha afectado la producción y las ventas de una gran variedad de industrias, interrumpiendo o prolongando materialmente los plazos de las cadenas de suministro locales e internacionales y ha causado una grave situación de desempleo en varias actividades proveedoras de bienes y servicios; previendo las máximas autoridades del Fondo Monetario Internacional que la situación provocará la más grave recesión a nivel mundial luego de la crisis del año 1929. El alcance del impacto del Coronavirus en nuestro desempeño operativo y financiero dependerá de la evolución de los hechos (su propagación, y la duración del brote y de las medidas gubernamentales nacionales e internacionales tomadas como consecuencia), del impacto en CAMMESA, empleados y proveedores; de la potencial disminución en la actividad industrial y de una mayor suba en el riesgo país que ocasione un aumento en las tasas de interés y dificulte la capacidad de financiamiento de la Emisora; todos los cuales son inciertos y no se pueden predecir.

El 19 de marzo del 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 297/2020, el Gobierno Argentino estableció el “aislamiento social, preventivo y obligatorio”, imponiendo el cierre de las fronteras y restricciones para la circulación de personas a nivel nacional. Dichas medidas, incluyeron una serie de excepciones con alcance a actividades consideradas “esenciales” y, por lo tanto, excluidas de dichas restricciones. A la fecha del presente Prospecto, la vigencia de las medidas fue prorrogada hasta el 12 de abril de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 325/2020, de fecha 31 de marzo del 2020; hasta el 26 de abril de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 355/2020; hasta el 10 de mayo de 2020, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 408/2020 y hasta el 24 de mayo, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia 459/2020.

Si bien la actividad desarrollada por la Emisora se encuentra abarcada dentro de las excepciones establecidas en el mencionado Decreto como actividad de carácter “esencial”, permitiendo la afectación de guardias mínimas para asegurar la continuidad de la operación y mantenimiento de los parques solares de la Emisora, no podemos predecir la duración de dichas medidas, ni qué restricciones adicionales pueden ser impuestas por el gobierno argentino. En este punto, los efectos a largo plazo para la economía argentina y global, así como para la Emisora, son difíciles

de evaluar y pueden incluir riesgos para la salud y seguridad de los empleados, cierre o interrupción de instalaciones, dificultades en el suministro de repuestos y en la disponibilidad de técnicos (incluyendo técnicos internacionales imposibilitados de viajar a nuestro país por el cierre de fronteras y/o por suspensiones de vuelos internacionales; y/o técnicos locales de reemplazo de colaboradores que potencialmente resulten contagiados por el Coronavirus), y que permitan una operación y mantenimiento eficiente de nuestras plantas. También podemos vernos afectados por la necesidad de implementar políticas que limiten la eficiencia y la eficacia de nuestras operaciones.

Al respecto, y en virtud de la actual emergencia sanitaria, la Emisora ha priorizado la salud de sus empleados y las operaciones. En este sentido, se ha implementado un Plan de Contingencia con el fin de minimizar el riesgo de contagio de sus colaboradores y asegurar la continuidad del negocio. Con motivo del aislamiento social preventivo y obligatorio dispuesto en todo el territorio de la República Argentina, la Emisora implementó el trabajo remoto obligatorio para todos los empleados de la Emisora, siempre que su tareas lo permitieran y con excepción de aquellas personas afectadas a las actividades y servicios que han sido declarados esenciales en la emergencia sanitaria de acuerdo a la normativa aplicable, quienes deben cumplir las medidas de seguridad y prevención impuestas por las autoridades y aquellas otras específicamente dispuestas por la Emisora, permitiendo así la continuidad de la mayoría de las actividades desarrolladas por la Emisora.

A la fecha de emisión de los presentes estados contables condensados, como resultado de la situación arriba mencionada, se han observado demoras en los pagos por parte de CAMMESA -principalmente en lo que respecta a la generación térmica y contratos de energía renovable sin garantía FODER. Asimismo, la Secretaría de Energía de la Nación ha dispuesto la suspensión de la indexación de los precios establecidos por la Resolución 31/2020. También se han observado ciertas demoras en la provisión de insumos y materiales con destino principalmente para las obras en curso.

Tomando en consideración la característica del negocio y operaciones de la Compañía, las cuestiones enunciadas previamente, de momento, no representan un efecto material adverso sobre los flujos de fondos, la situación financiera y de resultados de la Sociedad. No obstante, no podemos asegurar los efectos que la extensión y profundización de la propagación pandémica del Coronavirus y las regulaciones de emergencia gubernamentales locales e internacionales ya adoptadas o a ser adoptadas en el futuro en su consecuencia podrían tener en la economía mundial, en la de Argentina o la de sus socios estratégicos, ni en la Sociedad; y por lo tanto, no podemos asegurar que en el futuro dichos efectos no vayan a ocasionar un efecto material adverso sobre los flujos de fondos, la situación financiera y de resultados de la Sociedad.

RIESGOS RELACIONADOS CON EL SECTOR ELÉCTRICO ARGENTINO

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

Desde la crisis económica argentina de 2001 y 2002, el sector eléctrico de la Argentina se ha caracterizado por regulaciones y políticas gubernamentales que generaron distorsiones significativas en el mercado de la electricidad, en particular con respecto a los precios a lo largo de toda la cadena de valor del sector (generación, transporte y distribución). Históricamente, los precios de la electricidad en Argentina se calculaban en dólares estadounidenses y los márgenes se ajustaban periódicamente para reflejar las variaciones en el interés inflacionario estadounidense con relación a los costos y a la competitividad. En enero de 2002, de conformidad con la Ley de Emergencia Pública N°23.697, que autorizó al estado a renegociar sus contratos de servicios públicos, quedaron derogadas las disposiciones que exigían realizar ajustes de precios en función de los índices de inflación extranjeros y todos los demás mecanismos indexatorios en los contratos de servicios públicos entre el estado argentino o cualquier gobierno provincial y los prestadores de dichos servicios; asimismo, los precios correspondientes a la prestación de dichos servicios quedaron congelados y convertidos de sus valores originales en dólares estadounidenses a Pesos argentinos a razón de Ps.1,00 por US\$1,00. Para conocer más información sobre los cambios al marco legal de la industria eléctrica argentina provocados por la Ley de Emergencia Pública, véase “Marco Regulatorio del Negocio de la Emisora.” Dichas medidas, sumadas al efecto de una inflación elevada y la devaluación del Peso de los últimos años, llevaron a una caída significativa en los ingresos y a un aumento considerable de los costos en términos reales, que ya no podían recuperarse a través de los ajustes en los márgenes o los mecanismos de fijación de precios. Esta situación, a su vez, llevó a muchas empresas de servicios públicos a suspender los pagos de su endeudamiento financiero (que en algunos casos siguió denominado en dólares a pesar de la pesificación de los ingresos), impidiendo efectivamente a dichas sociedades obtener

financiación adicional en los mercados de crédito locales o internacionales y realizar inversiones adicionales.

El nuevo gobierno declaró un estado de emergencia con respecto al sistema eléctrico nacional, que se mantuvo vigente hasta el 31 de diciembre de 2017, que han permitido que el estado argentino adoptara medidas tendientes a garantizar el suministro de electricidad. En tal contexto la nueva administración aumentó sustancialmente las tarifas de electricidad en el MEM. La SEN expresó que los precios del MEM están distorsionados y desalientan la inversión privada en generación de energía y que era necesario aumentar las tarifas para cubrir los costos de operación y mantenimiento hasta tanto entraran en vigencia las medidas regulatorias que el nuevo gobierno está evaluando para normalizar el MEM. Luego de los aumentos de tarifas, clientes, políticos y organizaciones no gubernamentales de defensa del consumidor solicitaron medidas cautelares, que fueron admitidas por algunos tribunales argentinos. Entre los diferentes fallos emanados en este sentido, dos fallos dictados por la Sala II de la Cámara Federal de La Plata y por un juez federal del tribunal de San Martín derivaron en la suspensión de los aumentos en las tarifas de electricidad para los usuarios finales de la Provincia de Buenos Aires y en todo el territorio de Argentina, respectivamente. De acuerdo con estas medidas cautelares, (i) los aumentos de tarifas a usuarios finales concedidos a partir del 1° de febrero de 2016 debían ser suspendidos con efectos retroactivos a dicha fecha, (ii) las facturas a usuarios finales a ser enviadas a los clientes no debían incluir el aumento, y (iii) los montos ya cobrados a usuarios finales por consumos registrados antes de los fallos debían ser reembolsados. Sin embargo, el 6 de septiembre de 2016, la Corte Suprema rechazó las medidas cautelares que suspendían los aumentos en las tarifas eléctricas a usuarios finales, en base a objeciones formales y defectos procesales. El 28 de octubre de 2016, el Ministerio de Energía convocó a audiencias públicas a fin de discutir públicamente las tarifas de electricidad para usuarios residenciales.

No es posible asegurar que el nuevo gobierno podrá reformar el sector energético y superar los problemas estructurales creados por la crisis económica de 2001 y 2002 y sus secuelas. Tampoco pueden brindarse garantías acerca del impacto que las medidas adoptadas por el nuevo gobierno puedan tener en los negocios de la Emisora o en el sector energético.

En el pasado, el Gobierno Argentino ha intervenido en el sector energético y es probable que continúe interviniendo en el futuro.

Históricamente, el Gobierno Argentino ha tenido un rol activo en el sector eléctrico mediante la titularidad y conducción de empresas estatales dedicadas a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Desde 1992 y tras la privatización de varias empresas estatales, el Gobierno Argentino atenuó su control sobre el sector. No obstante ello, al igual que sucede en la mayoría de los demás países, el sector eléctrico de Argentina sigue estando sujeto a una rigurosa regulación e intervención estatal. Por otra parte, en respuesta a la crisis económica que atravesó Argentina en 2001 y 2002, el gobierno argentino aprobó la Ley N° 25.561 (la “Ley de Emergencia Pública”) y otras reglamentaciones, a través de las que introdujo una serie de reformas significativas en el marco regulatorio aplicable al sector eléctrico. Estos cambios han tenido importantes efectos adversos en las empresas de generación, distribución y transporte de energía eléctrica e incluyeron el congelamiento de los márgenes de distribución, la revocación de los mecanismos de ajuste por inflación y demás mecanismos indexatorios de las tarifas, la limitación a la capacidad de las empresas de distribución de energía eléctrica de trasladar al consumidor los incrementos en los costos producto de cargos regulatorios, y la introducción de un nuevo mecanismo de fijación de precios en el MEM, los cuales tuvieron un impacto significativo en los generadores de energía eléctrica y provocó diferencias de precios significativas dentro del mercado.

El gobierno de Fernández de Kirchner siguió interviniendo en el sector eléctrico a través de diversas medidas, entre ellas, otorgar incrementos temporarios en los márgenes, proponer un nuevo régimen tarifario para residentes de zonas afectadas por la pobreza, incrementar las remuneraciones que perciben los generadores en concepto de capacidad, operación y servicios de mantenimiento, crear cargos específicos para recaudar fondos que se transfieren a fondos fiduciarios de administración estatal destinados a financiar inversiones en infraestructura de generación y distribución, y ordenar inversiones para la construcción de nuevas plantas de generación y ampliación de las redes de transmisión y distribución existentes.

Por ejemplo, en marzo de 2013, de acuerdo con la Resolución SE 95/13 emitida por la ex Secretaria de Energía, el gobierno de Fernández de Kirchner suspendió la renovación de contratos de venta en el mercado a término y la celebración de nuevos acuerdos en el MEM, y ordenó que la demanda que no fuese satisfecha por generadores argentinos debía ser abastecida directamente por CAMMESA. Por consiguiente, los generadores argentinos deben abastecer a CAMMESA de capacidad y energía eléctrica a precios fijados por la ex Secretaría de Energía.

Desde que el gobierno de Macri asumió en funciones, el Gobierno Argentino comenzó a implementar reformas

sustanciales en el sector eléctrico nacional. El 16 de diciembre de 2015, el gobierno de Macri declaró el estado de emergencia del sistema eléctrico nacional con efectos hasta el 31 de diciembre de 2017. El estado de emergencia le permitió al gobierno argentino tomar medidas diseñadas para garantizar el suministro de energía eléctrica en Argentina, por ejemplo, ordenar al Ministerio de Energía y Minería la elaboración e implementación, con la cooperación de todas las entidades públicas federales, de un programa coordinado para garantizar la calidad y seguridad del sistema eléctrico y racionalizar el consumo de energía de las entidades públicas. Por otra parte, el gobierno argentino y ciertos gobiernos provinciales aprobaron importantes ajustes en los precios e incrementos en las tarifas aplicables a ciertas empresas de generación y distribución. Una vez implementados los aumentos de tarifas, los consumidores, algunos políticos y ciertas ONG que defienden los derechos del consumidor comenzaron a interponer pedidos de medidas cautelares para la suspensión de dichos aumentos, que fueron aceptados por los tribunales argentinos. En este sentido, cabe destacar dos fallos dictados por la Sala II de la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata y por un juez federal del tribunal de primera instancia de San Martín, que suspendieron los incrementos en las tarifas de electricidad aplicables al consumidor final en la provincia de Buenos Aires y en todo el territorio de Argentina, respectivamente. De acuerdo con dichas medidas cautelares (i) se suspendieron los incrementos tarifarios aplicables al consumidor final concedidos a partir del 1 de febrero de 2016, con efecto retroactivo a esa fecha, (ii) las facturas enviadas al consumidor final no debían incluir el incremento, y (iii) se debía proceder al reembolso de los importes ya cobrados al consumidor final como consecuencia del consumo registrado antes de dichos fallos. Sin embargo, el 6 de septiembre de 2016, la Corte Suprema de Justicia dejó sin efectos las medidas cautelares que suspendían los incrementos en las tarifas de energía eléctrica aplicables al consumidor final, alegando objeciones formales y defectos de procedimiento y, entonces, a la fecha del presente Prospecto los aumentos de las tarifas a los consumidores finales no se encuentran suspendidos.

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

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

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

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

Por otra parte, en marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica dictó la Resolución SEE N° 22/16, a través de la cual ajustó los precios de energía eléctrica aplicables a las ventas de energía de las empresas de generación en virtud del programa Energía Base. La Secretaría de Energía Eléctrica mencionó que los precios del MEM estaban distorsionados y desalentaban la inversión privada en generación de energía y que era necesario incrementar las tarifas para compensar parcialmente los crecientes costos de operación y mantenimiento y para mejorar la capacidad de generación de efectivo de esas empresas. El 1° de febrero de 2017, se completó el proceso de revisión de tarifas y se aprobó el nuevo esquema tarifario para los siguientes cinco años.

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

Durante las primeras semanas del gobierno del Alberto Fernandez, se envió al congreso el Proyecto de Ley de

Solidaridad Social y Reactivación Productiva que incluye entre otras cuestiones declarar la emergencia tarifaria y energética, solicitando al Congreso que faculte al Poder Ejecutivo para iniciar un proceso de revisión tarifaria integral de carácter extraordinario, y facultando al Poder Ejecutivo a intervenir el Ente Nacional Regulador de la Electricidad. Para mayor información, véase *“La Emergencia Energética y Tarifaria decretada por la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública y las nuevas medidas que implemente el nuevo gobierno podría afectar adversamente los resultados de las operaciones de la Emisora”*

Asimismo, a través de la Resolución SRRyME N° 1/19, el Gobierno Argentino redujo los precios de capacidad de generación y energía bajo el programa Energía Base, que habían sido previamente incrementados por la Resolución SEE N° 19/17. En los considerandos de la Resolución SRRyME N° 1/19, este cambio fue definido como una medida de transición. Sin embargo, no es posible garantizar que no se producirán reducciones adicionales de estas tarifas en el futuro. Asimismo, bajo la Resolución SRRyME N° 1/19 las tarifas de capacidad de generación y energía se fijaron en dólares estadounidenses. Sin embargo, en el marco de la emergencia energética dictada por el Congreso Nacional a través de la Ley N° 27.541, con fecha 26 de febrero de 2020, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 31/2020, que modifica varios aspectos del esquema de remuneración aprobado por la Resolución SEE N° 1/19, para generadores autorizados en el MEM. Dicha resolución no impacta significativamente a la Emisora. Para mayor información sobre este tema, véase *“Marco Regulatorio del Negocio de la Emisora - Remuneración de la generación de electricidad”*.

Además, en el marco de la pandemia del COVID-19, el gobierno dictó el DNU N° 311/2020 que dispuso por un plazo de 180 días prohibir a las empresas prestadoras de energía eléctrica llevar a cabo suspensiones o cortes del respectivo servicio a los usuarios que incurran en mora o falta de pago hasta tres facturas consecutivas o alternas, con vencimientos desde el 1° de marzo de 2020. A la fecha del presente Prospecto, las Emisora no pueden prever las consecuencias de dicha medida.

Sin perjuicio de las recientes medidas adoptadas por el gobierno argentino, la Emisora no puede asegurar que las modificaciones previstas en el sector eléctrico sean implementadas tal como se esperaba, o si dichos cambios habrán de implementarse en el tiempo propuesto, o si se implementarán en absoluto. Es posible que el gobierno argentino adopte ciertas medidas que podrían afectar adversamente los negocios y los resultados de las operaciones de la Emisora o bien que el gobierno argentino adopte leyes de emergencia similares a la Ley de Emergencia Pública o resoluciones similares en el futuro que pueden tener un impacto directo en el marco regulatorio del sector eléctrico y un efecto adverso indirecto en la industria de generación de energía eléctrica y, por consiguiente, en la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora.

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

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

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

sustancial en los resultados de las operaciones.

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

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

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

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

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

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

La Emisora enfrenta competencia.

Los mercados de generación de electricidad donde opera la Emisora se caracterizan por tener numerosos participantes fuertes y capaces, muchos de los cuales tienen una experiencia operativa o de desarrollo muy vasta (tanto a nivel local como internacional) y cuentan con recursos financieros significativamente mayores que los de la Emisora. Véase “*Información sobre la Emisora —Competencia.*” La Emisora compite con otras empresas

generadoras por la capacidad de MW que la SEN asigna a través de los procesos de subastas públicas. En marzo de 2016, la SEN llamó a licitación bajo la Resolución N°21/2016, para instalar nuevas unidades de generación térmica que entrarían en funcionamiento entre el verano de 2016/2017 y el verano de 2017/2018, ofreciendo a los generadores Contratos de Compra de Energía Eléctrica o PPA a largo plazo con CAMMESA denominados en dólares estadounidenses. En mayo de 2017, la SEN convocó a presentar ofertas en virtud de la Resolución N° 287/2017 para instalar nuevas unidades de cogeneración y ciclo térmico combinado para satisfacer la demanda en el MEM. 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 aproximadamente 4,8 GW de nueva capacidad térmica a ser instalada antes de mediados de 2018. Adicionalmente, en octubre de 2015, el Congreso Argentino modificó el Programa de Energías Renovables, destinado a aumentar a 8% en 2018 y a 20% en 2025 la demanda local total de energías renovables, y ordenó a ciertos consumidores y a CAMMESA cubrir parte de sus consumos con fuentes de energías renovables y otorgó beneficios impositivos y de otro tipo a nuevos proyectos de energía renovable. En julio y octubre de 2016 y agosto de 2017, el Ministerio de Energía instruyó a CAMMESA realizar una convocatoria a licitación bajo el Programa de Energía Renovable con el objeto de instalar unidades de generación adicionales de fuentes renovables. A la fecha de este prospecto, bajo la ronda 1, ronda 1,5 y ronda 2 del Programa RenovAr, el gobierno ha recibido ofertas para 17,31 GW de nueva capacidad de generación de fuentes renovables, varias veces mayor a la prevista originalmente por el gobierno, y ha adjudicado aproximadamente 4,5 GW en la ronda 1, en la ronda 1,5 y en la ronda 2 de nueva capacidad de generación de energías renovables, principalmente a proyectos de energía eólica y solar.

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

La capacidad de la Emisora de generar electricidad en sus centrales de generación térmica depende en parte de la disponibilidad de gas natural y, en menor medida, de combustible líquido, y las fluctuaciones en la provisión o el precio del gas natural y del combustible líquido podrían tener un efecto sustancialmente adverso sobre los resultados de las operaciones.

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

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

y en la cadena de entregas de combustibles. Tales interrupciones o reducciones pueden acarrear como resultado la falta de disponibilidad o mayores precios del gas natural o del gasoil.

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

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

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

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

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

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

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

Las dificultades operativas podrían limitar la capacidad de la Emisora de generar electricidad, lo cual podría

afectar seriamente la situación patrimonial y los resultados de las operaciones de la Emisora.

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

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

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

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

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

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

Las instalaciones generadoras de la Emisora, o la infraestructura de transmisión eléctrica o de transporte de terceros de la que depende, pueden sufrir daños por inundaciones, incendios y otros hechos catastróficos derivados de causas naturales o por el hombre, en forma accidental o intencional, tales como descargas de rayos, acumulación de hielo en las aspas, terremotos, tornados, vientos extremos, tempestades severas, incendios forestales y ataques terroristas. Los desastres podrían dañar, o sacar de operación turbinas u otros equipos o instalaciones asociados del proyecto o instalaciones de transporte. La Emisora podría experimentar serias disrupciones en sus negocios, importantes bajas en sus ingresos debido a la menor demanda derivada de hechos catastróficos o costos adicionales significativos que no estén cubiertos de otra forma por cláusulas de seguros de interrupción de la explotación comercial. Es posible que transcurra un lapso de tiempo importante entre el acaecimiento de un accidente mayor, una catástrofe o un ataque terrorista y el cobro de la indemnización final de las pólizas de seguro de la Emisora, las que habitualmente están sujetas a franquicias no recuperables y a límites máximos por incidente. Por otra parte, cualquiera de estos acontecimientos podría tener efectos en la demanda de energía eléctrica de algunos de los clientes de la Emisora y de los consumidores, en general, en el mercado afectado. Algunas de estas consideraciones podrían tener un efecto material adverso en los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

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

La industria de energía está supeditado a cambios tecnológicos de gran alcance, tanto desde la perspectiva de la generación como de la demanda. Por ejemplo, en lo que respecta a la generación de electricidad, cabe destacar el desarrollo de dispositivos de almacenamiento de energía (baterías de almacenamiento en el rango de megavatios)

o instalaciones para el almacenamiento temporal de energía por conversión a gas (conocida por el nombre de tecnología “power-to-gas”) y el aumento del abastecimiento de energía como resultado de nuevas aplicaciones tecnológicas, entre ellas, la técnica de *fracking* o la digitalización de las redes de generación y distribución.

El surgimiento de nuevas tecnologías que permitan incrementar la eficiencia energética y mejorar la aislación térmica para generación directa de electricidad a nivel del consumidor, o bien que permitan mejorar el proceso de realimentación (por ejemplo, al utilizar el almacenamiento de energía para generar energías renovables) podría dar lugar a cambios estructurales en el mercado en favor de aquellas fuentes de energía sin o con bajo nivel de CO₂, o bien de la generación de energía descentralizada, por ejemplo, mediante centrales eléctricas de menor escala ubicadas dentro o en las cercanías de áreas residenciales o instalaciones industriales.

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

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

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

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

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

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

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

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

RIESGOS RELACIONADOS CON LA EMISORA

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

La Emisora efectúa casi todas sus ventas bajo sus PPA a dos clientes, CAMMESA y IEASA, que juntos representan el 95%, 92% y el 93% de sus ventas netas consolidadas para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019, 2018 y 2017, respectivamente. Asimismo, las ventas de las centrales térmicas Cruz Alta, Paraná, Olavarría, Concepción del Uruguay y Las Armas I, bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base también son efectuadas a CAMMESA.

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

Además, en los últimos años, el fondo de estabilización administrado por CAMMESA y creado por la Resolución del SEN N°61/92 para cubrir la diferencia entre el precio spot y el precio estacional de la electricidad o el Fondo de Estabilización, exhibió un déficit en los últimos años principalmente debido a las medidas dictadas bajo la Ley de Emergencia y la Resolución N°240/2003. Si bien este déficit está cubierto por el gobierno argentino, no es posible asegurar que el gobierno argentino mantendrá el Fondo de Estabilización o que continuará cubriendo el déficit o que lo hará en tiempo y forma o en lo absoluto.

La imposibilidad por parte de CAMMESA de cobrar pagos de los agentes del MEM o de hacerlo en forma oportuna y el continuo déficit del Fondo de Estabilización han ocasionado importantes atrasos en las obligaciones de pago de CAMMESA hacia las generadoras, tales como la Emisora. Genneia no puede garantizar que en el futuro CAMMESA podrá realizar pagos a las generadoras en forma oportuna, ya sea en su totalidad o en lo absoluto. Véase “*Reseña y perspectiva operativa financiera—Principales factores que afectan los resultados de las operaciones de la Emisora—Facturación y cobranzas.*”

Asimismo, las tarifas en virtud de los PPAs de la Emisora con CAMMESA están denominadas en dólares estadounidenses y son pagaderas en Pesos. Si bien en virtud de los PPAs le corresponde a CAMMESA cubrir los efectos de cualquier fluctuación cambiaria durante los primeros 41 días contados a partir de la fecha de facturación mediante pagos en función del tipo de cambio de referencia a dicha fecha, las fluctuaciones del tipo de cambio pueden tener un impacto negativo en los resultados de la Emisora en tanto se produzca una devaluación del peso durante el período comprendido entre el 42 días desde la fecha de facturación y la fecha de pago efectivo, efecto que podría incrementarse en caso de demoras en el pago. Los resultados de las operaciones de la Emisora se han visto afectados y continuarán siendo afectados por la fluctuación del tipo de cambio del peso frente al dólar estadounidense.

La Emisora ha presentado una demanda contra CAMMESA por un monto total de US\$13,1 millones, en los que solicita una indemnización por la devaluación del peso durante los períodos transcurridos entre el día 42 posterior a la fecha de facturación y la fecha de pago real.

Con respecto a los PPA de la Emisora con IEASA, IEASA le ha cedido sus derechos de cobro contra CAMMESA bajo los respectivos Contratos MEM subyacentes, pero no le ha cedido sus obligaciones u otros derechos bajo los mismos. Por ende, los pagos de CAMMESA bajo dichos Contratos MEM dependen del cumplimiento de ciertas obligaciones por parte de IEASA, que son ajenas al control de la Emisora. No es posible asegurar que el incumplimiento de las obligaciones de CAMMESA o IEASA bajo los Contratos MEM no dará lugar a retrasos o incumplimientos en los pagos adeudados a la Emisora bajo los Contratos MEM subyacentes a los PPA de la Emisora.

La imposibilidad de CAMMESA de cobrar los pagos de los agentes del MEM o de hacerlo en forma oportuna, el déficit permanente del Fondo de Estabilización y el incumplimiento de las obligaciones de CAMMESA o IEASA bajo los Contratos MEM subyacentes a los PPA de la Emisora con IEASA podrían afectar negativamente la capacidad de CAMMESA de cumplir con sus propios pagos en su totalidad, en forma oportuna o en lo absoluto,

lo cual podría tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de las operaciones de la Emisora y su situación patrimonial.

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

La Emisora podría no ser capaz de renovar sus PPAs y ser adjudicada con nuevos PPAs, en términos favorables, incluyendo razones ajenas a la Emisora. Al 31 de diciembre de 2019, los PPAs de la Emisora para parques eólicos en operación tenían un plazo promedio ponderado estimado restante de aproximadamente 16 años, o 17 años incluyendo los PPA esperados para proyectos de expansión de parques eólicos, los PPAs para sus plantas de energía solar tenían un plazo promedio ponderado estimado restante de aproximadamente 19 años y los PPAs para centrales térmicas operativas tenían un plazo promedio ponderado estimado restante de aproximadamente 5 años. Al 31 de diciembre de 2019 el PPA para su planta de biomasa tenía un plazo medio ponderado restante de aproximadamente 20 años. Véase “*Información sobre la Emisora —Generación de Energía—Contratos de Compra de Energía Eléctrica o PPA*”. No se han firmado PPA con respecto a las centrales Cruz Alta Paraná, Olavarría, Concepción del Uruguay y Las Armas I, pero se rigen por el Esquema de Remuneración de Energía Base.

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

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

Puede haber factores ajenos al control de la Emisora que impidan o demoren el inicio de operaciones de sus proyectos de ampliación.

La Emisora cuenta con un volumen importante de proyectos expansiones en desarrollo, tanto para parques eólicos, como plantas de biomasa, los cuales una vez finalizados, aumentarán significativamente nuestra capacidad instalada. Véase “*Información sobre la Emisora—Generación de Energía—Proyectos de ampliación.*” Asimismo, la Emisora ha participado y seguirá participando en licitaciones para fuentes de energías renovables y térmicas anunciadas por el gobierno argentino. Sin embargo, no es posible garantizar a los inversores que nuestras ofertas resultarán satisfactorias o que seremos capaces de celebrar nuevos PPAs en el futuro.

Las demoras en la construcción o en el inicio de las operaciones de nuestros proyectos de ampliación de la Emisora podrían acarrear un incremento de la necesidad de financiamiento de la Emisora y también provocar que sus retornos financieros sobre las nuevas inversiones sean menores a los previstos, lo cual podría afectar sustancialmente y de manera adversa su situación patrimonial. Entre los factores que pueden tener incidencia en la capacidad de la Emisora de construir o de comenzar a operar en sus plantas actuales o en las nuevas cabe mencionar los siguientes: (i) imposibilidad de los contratistas de concluir o poner en marcha las instalaciones o instalaciones auxiliares en la fecha convenida o dentro del presupuesto; (ii) demoras imprevistas para proporcionar o acordar la proyección de hitos en la construcción o el desarrollo de la infraestructura necesaria relacionada con nuestra actividad de generación; (iii) demoras o imposibilidad de los proveedores de turbinas u otro equipamiento para suministrar turbinas plenamente operativas en forma puntual; (iv) dificultades o demoras en la obtención del financiamiento necesario en condiciones que le resulten satisfactorias o no poder obtenerlo en absoluto; (v) demoras en la obtención de las aprobaciones regulatorias, incluyendo los permisos ambientales; (vi) decisiones judiciales contra las aprobaciones gubernamentales ya otorgadas, tales como permisos ambientales; (vii) escasez o aumentos de precios de los equipos, lo que se refleja en órdenes de cambio, materiales o mano de obra; (viii) oposición de sectores políticos, ambientales y étnicos locales y/o internacionales; (ix) huelgas; (x) cambios adversos en el entorno político y regulatorio en la Argentina; (xi) problemas geológicos, ambientales o de ingeniería imprevistos; (xii) desastres naturales y condiciones meteorológicas severas, (incluyendo de rayos, acumulación de hielo en las aspas, terremotos, tornados, vientos extremos, tempestades severas, e incendios forestales), accidentes u otros sucesos imprevistos. No es posible asegurar a los inversores que los excesos de

costos no serían sustanciales. Asimismo, debido a la competencia existente entre los generadores en estos procesos licitatorios y a la limitada capacidad adjudicada en estos procesos, la Emisora no puede predecir si será la adjudicataria de nuevos proyectos.

Bajo el “acuerdo marco”, celebrado con la SEN, la Emisora se ha comprometido a desarrollar y poner a disposición del SADI en abril de 2019, una o más centrales térmicas o parques eólicos nuevos con una capacidad instalada combinada de 200 MW. A fin de garantizar la financiación de los gastos de capital a ser incurridos por la Emisora relación con el proyecto comprometido, bajo el “acuerdo marco” la Emisora y la SEN acordaron establecer una cuenta custodia separada administrada en forma conjunta por CAMMESA y la Emisora, fondeada con un porcentaje (que aumenta a lo largo del tiempo) de los cargos por capacidad en firme bajo los PPA de la Emisora con CAMMESA para sus siete centrales térmicas conectadas al SADI. Véase “*Información sobre la Emisora — Generación de Energía—Compromisos bajo el Acuerdo Marco.*” En fecha 10 de enero de 2019, la Emisora notificó a CAMMESA el cumplimiento del compromiso de habilitación comercial de nuevas centrales por 200 MW, asumido en el “acuerdo marco”. A la fecha del presente Prospecto, la Emisora recibió reembolsos de los fondos retenidos en el CARFON por la suma aproximada de US\$63 millones. Si la Emisora no lograre acreditar, antes de junio de 2021, que las inversiones realizadas en las nuevas centrales renovables para el MATER alcanzan el equivalente al monto máximo de fondos que pueden ser retenidos en el CARFON, la Emisora podría perder los fondos retenidos por CAMMESA en la cuenta custodia a dicha fecha, respecto de los cuales la Emisora no hubiera acreditado dentro del plazo estipulado las inversiones realizadas en las centrales renovables para el MATER, lo que podrá tener un efecto adverso significativo sobre su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones.

Además, con respecto a los proyectos de expansión podemos estar sujetos a grandes multas si nuestros proyectos no alcanzarán la fecha de FOC contemplada en el PPA. Véase “*Información sobre la Emisora—Generación de Energía—Contratos de Compra de Energía Eléctrica o PPA.*”

La actividad comercial de la Emisora requerirá inversiones en activos fijos considerables para las necesidades de mantenimiento permanente y la ampliación de la capacidad de generación instalada actual de la Emisora y la Emisora pretende financiar parte de esos gastos mediante la oferta pública en los mercados de capitales.

Se necesitarán inversiones en activos fijos considerables para financiar el mantenimiento necesario para preservar el rendimiento operativo y de generación eléctrica de la Emisora y mejorar las capacidades de sus instalaciones generadoras de electricidad. Las plantas y equipos más antiguos, a pesar de su buen mantenimiento, pueden requerir importantes gastos de capital para lograr un funcionamiento continuo y eficiente, o adaptarlos a las nuevas normas ambientales. Las plantas más nuevas pueden también requerir gastos de capital adicionales para optimizar el rendimiento operativo. Asimismo, se necesitarán inversiones en activos fijos para financiar el costo de la ampliación actual y futura de la capacidad de generación de la Emisora. La Emisora tiene previsto financiar una porción significativa de esos gastos mediante la emisión de títulos de deuda u otros instrumentos en los mercados de capitales nacional e internacional. La capacidad de obtener financiamiento de la Emisora depende de numerosos factores, algunos de los cuales están ajenos a su control, por ejemplo, las condiciones económicas y del mercado a nivel mundial, las condiciones macroeconómicas generales en Argentina, las restricciones que imperan en el mercado, en general y, en particular, las limitaciones sobre la disponibilidad de financiación para las empresas argentinas y también por el contrato de fideicomiso que regula la emisión de las Obligaciones Negociables Serie XX a 8,750% con vencimiento en 2022 y dependerá en parte de sus negocios y resultados operativos y de la percepción del mercado de su habilidad para repagar nuestra deuda. Si la Emisora no puede financiar dichos gastos de capital en términos satisfactorios o en absoluto, el negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera podrían verse negativamente afectados.

Es posible que la Emisora no pueda hacer adquisiciones exitosas.

En 2017, la Emisora adquirió la central termoeléctrica Cruz Alta (a través de la adquisición de GETSA) y el Parque Eólico Trelew (a través de la adquisición del Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.) y en abril de 2018 adquirió las centrales Solares Fotovoltaicas de Ullum (a través de las sociedades Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3). La estrategia de crecimiento de la Emisora podría requerir que la Emisora evalúe oportunidades de adquisiciones estratégicas para ampliar sus operaciones y su presencia geográfica en el futuro, pero es posible que no pueda identificar oportunidades de adquisiciones adecuadas, o, de hacerlo, es posible que pague de más por estas adquisiciones o que no pueda negociar términos y condiciones que sean aceptables para la Emisora. También es posible que la Emisora tenga dificultades para obtener financiamiento para pagar las adquisiciones. Además, es posible que la

Emisora no pueda obtener las aprobaciones regulatorias, incluidas las aprobaciones de defensa de la competencia, que son necesarias para completar las adquisiciones. Incluso si la Emisora pudiera consumir con éxito una adquisición, podría tener problemas para integrar sus adquisiciones de manera eficaz y rentable para sus operaciones. La integración de una adquisición implica una serie de factores que pueden afectar las operaciones de la Emisora, como por ejemplo el desvío de la atención de la gerencia, dificultades para retener personal y el ingreso a mercados desconocidos. Es posible que los negocios adquiridos no alcancen los niveles de productividad anticipados o que no tengan el rendimiento esperado. Asimismo, es posible que la Emisora esté sujeta a pasivos no divulgados relacionados con contingencias laborales, comerciales, civiles, impositivas, penales y ambientales incurridas por las empresas que adquiera como parte de su estrategia de crecimiento, que la Emisora no pueda identificar o que no cuenten con la indemnidad adecuada en virtud de sus acuerdos de adquisiciones con los vendedores de esas empresas, en cuyo caso su situación financiera y los resultados de sus operaciones podrían verse afectados en forma negativa y adversa. Incluso si tales pasivos fueran asumidos por los vendedores, la Emisora podría tener dificultades para hacer cumplir sus derechos contractuales o de otra naturaleza. La Emisora no puede garantizar que las futuras adquisiciones cumplirán con sus objetivos estratégicos.

La Emisora podría estar sujeta a importantes penalidades o pasivos y a menores ingresos ante el incumplimiento de sus PPA.

La Emisora podría ser objeto de importantes penalidades o registrar menores ingresos en caso de incumplimiento de sus PPA. De conformidad con sus PPA para sus centrales térmicas, se recibe un pago por disponibilidad fijo que se reduce en forma proporcional al porcentaje de desviación de la disponibilidad plena. Si la disponibilidad de la Emisora cae por debajo de ciertos umbrales, puede ser objeto de penalidades. Durante el año 2016 y 2017, la Emisora fue multada por US\$0,1 y US\$0,2 millones en cada periodo, respectivamente, como resultado de no haber cumplido con la disponibilidad mínima establecida por los umbrales de ciertas plantas. Por otra parte, bajo los PPA de nuestros proyectos de ampliación, la Emisora está obligada a cumplir con ciertas fechas de inicio de operación comercial para los proyectos. El no hacerlo, cuando no se hubiera producido un caso de fuerza mayor, podría derivar en la imposición de grandes penalidades o pasivos. Durante 2017, recibimos el reclamo de una multa de Ps.37 millones (aproximadamente US\$2 millones) por parte de CAMMESA por la incapacidad de cumplir con la fecha de operación comercial programada, establecida por CAMMESA con respecto al proyecto de expansión Bragado II de la Emisora. El 20 de marzo de 2017, la Emisora objetó la multa y rechazó la factura correspondiente. CAMMESA comenzó, en noviembre de 2018, a debitar mensualmente de la cuenta corriente de Genneia, el importe total de la multa, en 48 cuotas en dólares, con un interés del 1,7% anual sobre el saldo. En diciembre de 2019, la Emisora inició una demanda judicial contra CAMMESA y la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación, con el objeto de que se deje sin efecto la penalidad impuesta por CAMMESA. No es posible asegurar que podremos cumplir en término con las fechas de inicio de operación comercial para nuestros nuevos PPA en su totalidad, lo que podría dar lugar a un efecto adverso significativo sobre sus negocios y los resultados de sus operaciones.

La Emisora depende de terceros y su tecnología para la operación de sus parques eólicos.

La Emisora depende de su proveedor de servicios Vestas para operar sus parques eólicos Rawson I, II y III, Villalonga I y II, Chubut Norte I, Madryn I y Madryn II y Necochea, y de Nordex para sus parques eólicos Pomona I & II. La Emisora prevé utilizar a Vestas, Nordex, o cualquier otro tercero líder mundial proveedor de servicios con un sólido historial para operar sus nuevos proyectos de parques eólicos en un futuro inmediato. En consecuencia, la disponibilidad y el funcionamiento los parques eólicos operativos, y los proyectos de nuevos parques eólicos, pueden depender de factores que exceden el control de la Emisora, incluyendo la calidad y continuidad del servicio provisto por el proveedor de servicios pertinente y el continuo rendimiento de la tecnología que proveen.

Si la Emisora experimentare interrupciones en el rendimiento de su tecnología o si no pudiera encontrar proveedores de servicios habilitados, el funcionamiento de los parques eólicos podría verse perjudicados. En consecuencia, el negocio de Genneia y los resultados de sus operaciones podrían verse afectados negativamente por su dependencia de proveedores de servicios.

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

La Emisora no puede garantizar que repetirá su éxito en la generación de energía eólica y térmica en proyectos de

biomasa. La ampliación de la capacidad de generación de biomasa puede estar sujeta a desafíos adicionales con los que la Emisora no está familiarizada. Si la Emisora no supera estos desafíos, la capacidad de generación de y biomasa no podrá ampliarse exitosamente.

Una nueva tecnología de generación de energía más eficiente podría afectar negativamente los negocios y resultados de las operaciones de la Emisora.

La introducción de tecnología generadora más eficiente podría afectar de manera adversa a la competitividad de las centrales térmicas de la Emisora en el orden de despacho. En este sentido, la Emisora podría enfrentarse con un potencial desplazamiento en el orden de mérito para el despacho a medida que estén disponibles en el mercado tecnologías nuevas y más eficientes. Cualquier situación de desplazamiento en el orden de mérito podría afectar la competitividad de la Emisora y por ende incidir en su capacidad de renovar o celebrar nuevos PPA a largo plazo para sus centrales térmicas. En caso de no poder renovar o celebrar nuevos PPA de largo plazo, la Emisora podrá verse obligada a vender electricidad bajo otros marcos regulatorios a precios que pueden ser inferiores a los fijados en sus PPA. Si la Emisora no puede obtener PPA de largo plazo para sus centrales térmicas, la Emisora podría experimentar mayor volatilidad en sus utilidades y flujos de fondos lo que podría tener un efecto adverso significativo sobre sus negocios, resultados de operaciones o situación patrimonial.

La Emisora está sujeta a leyes y reglamentaciones anticorrupción, anti-soborno, anti-lavado de dinero y antimonopolio de Argentina, y la violación de dichas leyes o reglamentaciones podría tener un efecto negativo significativo sobre la reputación de la Emisora y los resultados de sus operaciones.

Los principales clientes de la Emisora son entidades controladas por el Gobierno Argentino o entidades en las que este último tiene participación. La Emisora se encuentra sujeta a las leyes que rigen contra la corrupción, el soborno, el lavado de dinero, la defensa de la competencia y demás leyes y reglamentaciones internacionales y debe cumplir con las leyes y reglamentaciones aplicables de Argentina. Por su parte, la Emisora se encuentra sujeta a reglamentaciones relativas a sanciones económicas que restringen su capacidad de llevar a cabo transacciones con países, individuos y entidades sancionados. La Emisora no puede asegurar a los posibles inversores que sus políticas y procedimientos internos serán suficientes para impedir o detectar todas las prácticas indebidas, actos de fraude o violaciones de la ley por parte de sus afiliadas, empleados, directores, funcionarios, socios, representantes y proveedores de servicios, ni que dichas personas no llevarán a cabo actos que puedan transgredir las políticas y procedimientos de la Emisora. Todo incumplimiento por parte de la Emisora de las leyes que rigen contra el soborno y la corrupción o de las reglamentaciones relacionadas con sanciones podría tener un efecto adverso significativo en su giro comercial, reputación y resultado de las operaciones.

Los conflictos con los sindicatos y el aumento de salarios y/o beneficios para los empleados pueden afectar en forma adversa las operaciones de la Emisora.

El personal de operación y mantenimiento en de las centrales térmicas de la Emisora (que durante el período el 31 de diciembre de 2019 representaba 27,46% de su dotación) se encuentra afiliado al sindicato de Luz y Fuerza y el 3,73% se encuentra afiliado a otros sindicatos. El personal administrativo de la Emisora se encuentra afiliado al sindicato de Empleados de Comercio (el cual representó un 2,37% del total de los afiliados). Aproximadamente el 31,19% de los trabajadores de la Emisora se encuentra cubierto por beneficios otorgados por convenios colectivos de trabajo. Además, los empleados de ciertos proveedores de servicios a los parques eólicos de la Emisora, son miembros de sindicatos. Si bien históricamente la Emisora ha tenido buenas relaciones con sus sindicatos y no ha experimentado huelga alguna en la historia de la empresa (excepto un paro corto de empleados de un proveedor de servicios externo), no se puede garantizar que la Emisora no será objeto de huelgas, alteraciones o paros laborales en el futuro. Los conflictos con estos sindicatos, las acciones gremiales organizadas tales como las alteraciones o paros laborales o los requerimientos de subas salariales o mejoras de los beneficios como resultado de nuevos convenios colectivos de trabajo, reglamentaciones o políticas gubernamentales o por otras causas podrían ocasionar efectos materiales adversos sobre la actividad de la Emisora, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

Genneia puede enfrentar riesgos relacionados con ciertas acciones judiciales que podrían afectar seriamente su actividad y los resultados de sus operaciones en caso de un pronunciamiento desfavorable.

La actividad de la Emisora puede exponerla a conflictos laborales, civiles, comerciales, regulatorios, impositivos

y administrativos, sumarios gubernamentales y acciones penales, entre otras acciones judiciales, que de resolverse en forma adversa para la Emisora, ya sea total o parcialmente, darían lugar a multas, indemnizaciones por daños y perjuicios, y sanciones o medidas precautorias complementarias que afecten su capacidad de continuar sus operaciones o ser adjudicados con acuerdos futuros, concesiones, permisos o licencias por el gobierno argentino, lo que a su vez afectaría sus negocios y los resultados de sus operaciones. Véase “*Información sobre la Emisora —Procedimientos Judiciales.*” Si bien en términos generales Genneia puede oponerse a tales fallos desfavorables y recurrir a la cobertura de seguros cuando corresponda, las acciones judiciales son intrínsecamente costosas e impredecibles con lo cual resulta difícil estimar con precisión su resultado. Si bien la Emisora considera que ha provisionado y prevé continuar provisionando dichos riesgos de forma adecuada en base a las opiniones y asesoramiento de sus abogados externos y en cumplimiento de las normas contables aplicables, estas contingencias están sujetas a cambios a medida que se desarrolla información nueva y debido a las incertidumbres inherentes al proceso de estimación, los montos que la Emisora provisiona pueden ser significativamente diferentes de los montos que luego deba pagar si las acciones son resueltas total o parcialmente en contra de la Emisora.

El desempeño de la Emisora depende en gran medida de la posibilidad de contratar y conservar a personal clave.

La actividad de la Emisora y su desempeño, así como la operación de sus negocios, dependen del aporte de su gerencia de primera línea y de su equipo de ingenieros y otros empleados clave altamente idóneos. La Emisora depende de su capacidad para atraer, capacitar, motivar y retener personal clave de gerencia y especializado con las aptitudes y la experiencia necesarias. No podemos asegurar que se tendrá éxito en la retención y la atracción de personal clave y el reemplazo de cualquier empleado clave que pueda abandonar la empresa puede ser dificultoso e insumir mucho tiempo. La pérdida de la experiencia y los servicios del personal clave o la incapacidad de contratar recursos humanos adecuados en su reemplazo o staff adicional podrían tener un efecto material adverso significativo sobre la actividad de la Emisora.

Puede suceder que la Emisora no cuente con seguros suficientes para cubrir todas las pérdidas potenciales y el costo de su cobertura de seguros actual podría incrementarse, lo cual podría afectar su actividad y los resultados de sus operaciones en forma adversa.

La Emisora mantiene cobertura de seguros para mitigar los principales riesgos asociados a las industrias en las que lleva adelante sus actividades. En Argentina no están disponibles pólizas de seguros contra determinados riesgos, tales como los riesgos ambientales. No es posible asegurar que todos los riesgos a los que se encuentra expuesta la Emisora se encuentran cubiertos por los seguros vigentes. Tampoco es posible asegurar que sus pólizas de seguros brindan cobertura suficiente para cualquier riesgo o pérdida en particular. Si ocurriera un accidente u otro evento que no estuviera cubierto por las pólizas de seguros de la Emisora y las pérdidas superaran el monto asegurado la Compañía podría sufrir serias pérdidas o tener que desembolsar montos significativos de sus propios fondos, lo que tendría un efecto adverso significativo sobre su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones.

Las pólizas de seguros de la Emisora son objeto de revisión periódica por parte de sus brokers de seguros o estudios independientes. En el futuro, la Emisora podría no obtener seguros, ya sea bajo términos similares a los de sus pólizas actuales o en lo absoluto. Si los montos de sus primas suben, puede suceder que la Emisora no pueda mantener una cobertura comparable a su cobertura actual o puede suceder que sólo pueda hacerlo a un costo significativamente superior. Todo costo adicional podría tener un efecto adverso significativo sobre la actividad de la Emisora, su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones.

La Emisora puede experimentar dificultades en la obtención de seguros de caución por incumplimiento que la Emisora necesita en el giro normal de sus negocios o enfrentar desafíos en el cumplimiento de las obligaciones potenciales de reembolso derivados de dichos instrumentos.

La Emisora debe presentar seguros de caución para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones de acuerdo con sus PPA tanto hasta alcanzar la fecha de habilitación comercial o a lo largo de todo su plazo y puede experimentar dificultades para obtenerlos y mantenerlos. Además, la Emisora podría estar sujeta a la obligación de devolver los desembolsos realizados bajo dichos instrumentos en el caso de que deban realizarse desembolsos tales debido a su incapacidad para llevar a cabo satisfactoriamente sus obligaciones en relación con los acuerdos de los mismos que pueden expedirse. No mantener o no presentar seguros de caución por incumplimiento u otros avales, o cualquier

incumplimiento que lleve a la obligación de realizar un desembolso bajo las fianzas de cumplimiento, podría tener un efecto adverso sustancial sobre la actividad de la Emisora y los resultados de sus operaciones. Al momento la emisora emitió todas las cauciones requeridas para la firma del PPA.

La actividad de generación implica el manejo de elementos peligrosos como ser los combustibles que tienen asociado un potencial riesgo para las instalaciones o lesiones para el personal de la Emisora.

Si bien la Emisora cumple con todas las normas y mejores prácticas relativas a la seguridad ambiental, un siniestro que involucre los combustibles con los cuales opera la Emisora podría tener consecuencias de impacto ambiental, daño en las instalaciones industriales y lesiones a su personal.

Los ataques cibernéticos podrían afectar el negocio, la situación financiera y los resultados de operaciones de la Emisora.

Los riesgos de seguridad informática han aumentado en general en los últimos años debido a la proliferación de nuevas tecnologías y la mayor sofisticación y actividades de los ataques cibernéticos. La Emisora tiene cada vez más equipos y sistemas conectados a Internet. Debido a la naturaleza crítica de su infraestructura y la mayor accesibilidad permitida a través de la conexión a Internet, la Emisora podría enfrentar un aumento del riesgo de sufrir ataques cibernéticos. Por ejemplo, el rendimiento de nuestras turbinas de vientos está monitoreado de manera remota vía internet. La Emisora no ha sido sujeto de ataques en el pasado. En el supuesto de producirse tal ataque, podría sufrir una interrupción de las operaciones, daños materiales y robo de información de clientes; experimentar significativas pérdidas de ingresos, costos de respuesta y otras pérdidas financieras; y asimismo quedar sujeta a mayores litigios judiciales y daños a su reputación. Los ataques cibernéticos podrían afectar negativamente los negocios, los resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

La Emisora depende de sistemas informáticos y de procesamiento para desarrollar su actividad comercial, y la falla de tales sistemas podría afectar de manera adversa a sus negocios y los resultados de sus operaciones.

Contar con sistemas informáticos y de procesamiento es vital para tener capacidad de monitoreo de las plantas de la Emisora, para el desempeño de su red y la prestación adecuada de sus servicios, la facturación a los clientes, el control de costos y el logro de eficiencias operativas. La Emisora evalúa, actualiza y moderniza sus sistemas en forma periódica, según resulta necesario, empleando sus técnicos internos y prestadores de servicios externos. Sin embargo, cualquier falla de los técnicos internos o de los prestadores de servicios externos que impida una integración y actualización exitosa de sus sistemas o la prestación adecuada de sus servicios, así como toda falla de funcionamiento de estos sistemas a futuro, podría tener un impacto sustancialmente adverso en la actividad comercial de la Emisora y los resultados de sus operaciones.

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

La agencia Fix Scr, filial de Fitch Ratings, califica a las obligaciones negociables emitidas por la Compañía en “A-” a escala nacional, con perspectiva “Estable”.

En su último reporte publicado el 30 de abril de 2020, Fix considera que las calificaciones de la Emisora podrían verse afectadas por retrasos en la ejecución y/o finalización de los proyectos que impliquen un desbalance entre los compromisos financieros asumidos y la capacidad de generación de fondos. Asimismo, un aumento del endeudamiento o cambios regulatorios que afecten la rentabilidad esperada en los negocios de la Emisora, podrían llevarlos a bajar la calificación. Por último, Fix observa la necesidad de la Emisora de refinanciar una porción de las Obligaciones Negociables Clase XX por US\$500 millones con vencimiento en enero de 2022. Para más información, véase “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Calificaciones de Riesgo*”.

La Emisora no puede garantizar que las calificaciones asignadas a sus títulos se mantengan estables, teniendo en consideración la situación actual del sistema financiero y el sector energético argentino. En consecuencia, la situación financiera y los resultados de las operaciones de la Emisora podrían verse adversamente afectados.

RIESGOS RELACIONADOS CON LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

Los acontecimientos en otros mercados emergentes pueden afectar negativamente el valor de mercado de las Obligaciones Negociables.

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

La propagación de COVID-19 podría tener un efecto impredecible en los mercados de valores locales e internacionales

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

A la fecha del presente Prospecto, no podemos predecir el impacto que tendrá la pandemia global de COVID-19 o el alcance de las distintas regulaciones gubernamentales de emergencia nacionales e internacionales o las consecuencias de las mismas en los mercados de valores locales e internacionales. Para más información véase *“Factores de Riesgo – El surgimiento y propagación de una enfermedad a nivel pandémico o una amenaza de salud pública similar, como la pandemia de SARS-CoV-2 (COVID-19) podría tener un efecto material adverso en la economía argentina y global, así como en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones”*.

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

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

Los tenedores de las Obligaciones Negociables podrían tener dificultades para hacer valer la responsabilidad civil de la Emisora, sus directores, funcionarios, personas controlantes y ciertos profesionales.

La Emisora está constituida bajo las leyes de Argentina. Nuestros directores y funcionarios de la Emisora, así como también los profesionales mencionados en el presente Prospecto, tienen su domicilio en Argentina. Asimismo, la totalidad o una parte significativa de los activos de la Emisora, así como los activos de sus respectivos directores y funcionarios, están ubicados fuera de Estados Unidos. Por ende, podría ser dificultoso o imposible para los tenedores de Obligaciones Negociables cursar notificaciones judiciales dentro de Estados Unidos a dichas

personas, bajo las leyes estadounidenses u otras leyes extranjeras en materia de títulos valores. En base a la opinión de los asesores jurídicos de la Emisora en Argentina, existe duda respecto de la exigibilidad contra la Emisora y contra dichas personas en Argentina, ya sea en acciones originales o acciones tendientes a hacer valer sentencias de tribunales estadounidenses u otros tribunales extranjeros, de responsabilidades fundadas únicamente en las leyes federales estadounidenses u otras leyes extranjeras en materia de títulos valores y respecto de la exigibilidad ante tribunales argentinos de sentencias de los tribunales estadounidenses u otros tribunales no argentinos obtenidas en acciones establecidas en virtud de las disposiciones en materia de responsabilidad civil de las leyes federales estadounidenses u otras leyes extranjeras en materia de títulos valores.

Además, los tribunales argentinos no ordenarán un embargo preventivo o ejecutivo con respecto a bienes ubicados en Argentina cuando, en base a lo determinado por dichos tribunales, dichos bienes estén afectados a la prestación de servicios públicos esenciales. Los activos relacionados con el negocio de generación de energía de la Emisora se consideran parte de una actividad de interés general, y su embargo no está restringido por imperio de la ley. Si un tribunal argentino efectuara tal determinación con respecto a cualquiera de los activos de la Emisora, salvo que el gobierno argentino expresamente renunciara a ello con el alcance permitido por la ley aplicable, tales activos no estarían sujetos a embargo, ejecución u otro proceso legal en la medida en que se mantenga dicha determinación, y como resultado la capacidad de los acreedores de la Emisora de hacer valer una sentencia contra tales activos podría verse afectada negativamente.

En caso de un proceso concursal o acuerdo preventivo extrajudicial, los obligacionistas podrían votar de forma diferente de los demás acreedores.

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

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

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

Si la Emisora entrase en estado de insolvencia, proceso judicial de reorganización o liquidación o si entra en un acuerdo de reorganización extrajudicial y/o cualquier otro procedimiento similar, ciertos términos y condiciones de las obligaciones negociables pueden no ser aplicables bajo ley Argentina.

En caso de un proceso de reorganización judicial, acuerdo preventivo extrajudicial o un procedimiento similar relacionado con la Emisora, las reglamentaciones argentinas actuales aplicables a las Obligaciones Negociables (incluyendo, sin limitación, las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables Argentina) estarán sujetos a las disposiciones de la ley de concursos y quiebras de Argentina, tal y como fuera enmendada, y a todas las demás leyes y reglamentaciones aplicables a los procedimientos de reorganizaciones comerciales y, en consecuencia, ciertos términos y condiciones de las Obligaciones Negociables podrán no ser de aplicación (por ejemplo, la aprobación unánime de los tenedores para modificar ciertas disposiciones de las Obligaciones Negociables). La ley de Obligaciones Negociables de Argentina difiere de aquella aplicada en los Estados Unidos.

En especial, la Ley de Concursos y Quiebras establece que, en caso de títulos emitidos en serie, como es el caso de las Obligaciones Negociables, sus tenedores participarán en la votación efectuada a fin de obtener el consentimiento necesario para aprobar un acuerdo con los acreedores y/o la restructuración de las deudas de la Emisora sujeto a un procedimiento para el cálculo de mayorías diferente al requerido con respecto a otros acreedores quirografarios. Bajo dicho procedimiento: (i) los tenedores se reunirán en asamblea convocada por el

fiduciario o por el juez competente, en su caso; (ii) en ella, tenedores presentes expresarán a través de su voto su conformidad o rechazo de la propuesta de acuerdo preventivo que les corresponda y manifestarán a qué alternativa adhieren para el caso que la propuesta fuere aprobada; (iii) el plan se considerará aprobado o rechazado en base al monto de capital total que vote a favor y el monto de capital total que vote en contra de la propuesta, más el acuerdo de los demás acreedores; (iv) la conformidad será exteriorizada por el fiduciario o por quien haya designado la asamblea, sirviendo el acta de la asamblea como instrumento suficiente; (v) podrá prescindirse de la asamblea cuando el fideicomiso o las normas aplicables a él prevean otro método de obtención de aceptaciones de los titulares de créditos que el juez estime suficiente; (vi) en los casos en que sea el fiduciario quien haya resultado verificado o declarado admisible como titular de los créditos, de conformidad a lo previsto en el artículo 32 de la Ley de Concursos y Quiebras, éste podrá desdoblarse su voto; se computará como aceptación por el capital de los beneficiarios que hayan expresado su conformidad con la propuesta de acuerdo al método previsto en el fideicomiso o en la ley que le resulte aplicable; y como rechazo por el resto. Se computará en la mayoría de personas como una aceptación y una negativa; (vii) en el caso de legitimados o representantes colectivos verificados o declarados admisibles en los términos del artículo 32 de la Ley de Concursos y Quiebras, en el régimen de voto se aplicará el inciso (vi); (viii) en todos los casos, el juez podrá disponer las medidas pertinentes para asegurar la participación de los acreedores y la regularidad del proceso de votación; y (ix) al calcular los votos en relación con la propuesta en la asamblea de tenedores, todos los votos positivos se considerarán a favor de la propuesta, y todos los votos negativos se considerarán en contra de la propuesta.

Asimismo, los obligacionistas que no se encuentren presentes en la asamblea o que se abstengan de votar no serán considerados al calcular la mayoría requerida. Como consecuencia del mecanismo por el cual se calcula la mayoría, en caso de restructuración de la deuda de la Emisora, la capacidad de negociación de los obligacionistas podrá verse reducido en comparación al de otros acreedores.

Las sentencias de tribunales argentinos para hacer valer obligaciones denominadas en moneda extranjera podrían ordenar el pago en pesos argentinos.

Si se interpusiera una acción ante los tribunales de Argentina con el fin de hacer valer las obligaciones de la Emisora bajo las Obligaciones Negociables, dichas obligaciones podrían ser pagaderas en pesos argentinos en un monto igual al monto de pesos argentinos requerido para liquidar la obligación denominada en moneda extranjera bajo los términos acordados y sujeto a la ley aplicable o, alternativamente, en base al tipo de cambio del peso argentino frente al dólar estadounidense vigente al momento del pago. No es posible garantizar que dichos tipos de cambio brindarán a los inversores una compensación total del monto invertido en las Obligaciones Negociables más los intereses devengados.

Los futuros controles y restricciones cambiarias a las transferencias al exterior podrían afectar la capacidad de los inversores de recibir pagos respecto de las Obligaciones Negociables o de repatriar la inversión en las Obligaciones Negociables.

En 2001 y 2002, Argentina impuso controles cambiarios y restricciones a la transferencia de divisas, que limitaron sensiblemente la capacidad de las empresas de conservar moneda extranjera o realizar pagos al exterior. Asimismo, el gobierno de Fernández de Kirchner emitió reglamentaciones adicionales durante el período comprendido entre 2011 y 2015, que restringieron en gran medida el acceso al mercado cambiario por parte de personas físicas y entidades del sector privado.

Entre fines de 2015 y 2017, la gestión del presidente Mauricio Macri eliminó sustancialmente todas las restricciones cambiarias que se implementaron bajo casi la totalidad de la duración de su administración. No obstante ello, el 1 de septiembre de 2019, ante diversos factores que impactaron en la evolución de la economía doméstica y la incertidumbre provocada en los mercados financieros, y en respuesta a la inquietud del gobierno nacional acerca de la inestabilidad cambiaria general y la incertidumbre generada en el marco del proceso eleccionario en curso, el gobierno nacional dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 609/2019 junto con la Comunicación “A” 6770 del BCRA (modificada y complementada por varias comunicaciones posteriores incluyendo el texto ordenado dispuesto por la Comunicación 6844 “A” del BCRA) mediante las cuales se estableció, inicialmente, hasta el 31 de diciembre de 2019, entre otras medidas, la prohibición de acceder al mercado de cambios para el pago de deuda y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, y para operaciones concertadas a partir del 1° de septiembre de 2019. Mediante el Decreto N° 91/2019 y las Comunicaciones “A” 6854 y 6856 del BCRA, se dispuso la continuación de los controles cambiarios por tiempo indeterminado. Para más información sobre los controles de cambio vigentes a la fecha del presente, por favor véase la sección “Tipos de cambio y Controles de Cambio” del presente Prospecto.

A la fecha de este Prospecto, no es posible predecir si Argentina impondrá mayores controles cambiarios y restricciones a las transferencias, entre otras cosas, en respuesta a fugas de capitales o a una depreciación significativa del Peso. En ese caso, la capacidad de la Emisora de realizar pagos al exterior podría verse afectada, y por ende la capacidad de los inversores de recibir pagos respecto de las Obligaciones Negociables podría verse afectada.

La información disponible al público sobre sociedades que cotizan en bolsa en Argentina es generalmente menos detallada y no se actualiza con tanta frecuencia como la información publicada regularmente por o sobre sociedades que cotizan en bolsa en Estados Unidos.

La información disponible al público sobre emisoras de títulos listados en el BYMA, como es el caso de la Emisora, brinda menos detalles en ciertos aspectos que la información publicada regularmente por o sobre sociedades que cotizan en bolsa en Estados Unidos y ciertos otros países. Asimismo, las reglamentaciones que rigen el mercado de valores de Argentina no son tan exhaustivas como las vigentes en Estados Unidos u otros de los principales mercados del mundo. Por ende, podría haber menos información disponible al público sobre sociedades argentinas que la publicada regularmente por o sobre sociedades en Estados Unidos y ciertos otros países.

INFORMACIÓN SOBRE LA EMISORA

INTRODUCCIÓN

Genneia es la compañía líder en energías renovables en Argentina. La Compañía se dedica principalmente a la generación de energía eléctrica obtenida a partir de fuentes renovables (generación de energía eólica y solar) y de fuentes convencionales (generación de energía térmica). Sustancialmente todos los ingresos de la Compañía derivan de i) la energía eléctrica efectivamente entregada por los parques eólicos y solares, y ii) la venta de capacidad en firme de las centrales térmicas, ambos a través de sus PPAs firmados con CAMMESA y grandes usuarios industriales. Estos PPAs son los fundamentos detrás de una proyección de ingresos estables y previsibles en dólares estadounidenses a largo plazo.

A la fecha del presente Prospecto, Genneia cuenta con una capacidad instalada de 1.272 MW (617 MW de energía eólica, 82 MW de energía solar y 573 MW de energía térmica). Al finalizar los tres proyectos eólicos en construcción (167 MW), la Emisora espera contar para fines de 2020 con una capacidad instalada de 1.439 MW, compuesto por 866 MW de fuentes renovables y 573 MW de fuentes térmicas.

Genneia tiene como misión suministrar energía eléctrica confiable y sustentable mediante un equipo con experiencia en todo el ciclo de generación de energía eléctrica: desde la prospección y el desarrollo de proyectos, hasta la construcción y la operación de plantas de energía, tanto renovable como convencional. La Compañía, al haber sido uno de los primeros participantes en el mercado renovable, se aseguró el acceso a ubicaciones de primer nivel, con fuertes recursos eólicos y solares, y con acceso al tendido eléctrico. Argentina posee una de las condiciones más favorables en el mundo para la generación de energía eólica y solar, todo ello, de acuerdo con los informes de “Windnavigator” de UL y “Solargis iMaps”, con factores de carga de energía eólica de aproximadamente 50% y factores de carga de energía solar por encima de un 30%. En el año 2019, el factor de carga promedio de nuestros parques eólicos y solares recientemente inaugurados promedió 50% y 27%, respectivamente. La Emisora generó un total de 1.949 GWh de energía eléctrica renovable en 2019, representando aproximadamente el 33% de la energía solar y eólica generada en el país durante dicho año, de acuerdo con la información publicada por CAMMESA.

Dentro del segmento de energías renovables, Genneia posee y opera activos de generación de energía eólica de alta calidad utilizando equipamiento y tecnología de punta Vestas y Nordex. Todas las unidades de generación de energía renovable en Argentina cuentan con el beneficio de la prioridad de despacho. A la fecha de este Prospecto, Genneia cuenta con una cartera diversificada de parques eólicos en operación, incluyendo: (i) los parques eólicos Rawson I y Rawson II, con una capacidad instalada de 53 MW y 31 MW, respectivamente; (ii) Rawson III, con una capacidad instalada de 25 MW; (iii) Trelew, con una capacidad instalada de 51 MW; (iv) Chubut Norte I, con una capacidad instalada de 29 MW; (v) Madryn I y Madryn II, con una capacidad instalada de 71 MW y 151 MW, respectivamente; (vi) Villalonga I y Villalonga II, con una capacidad instalada de 52 MW y 3 MW, respectivamente; (vii) Pomona I y II que poseen una capacidad instalada de 101 MW y 12 MW respectivamente y (viii) Necochea con una potencia instalada de 38 MW. La mayoría de nuestros parques eólicos, a la fecha del presente Prospecto, están ubicados en la Provincia del 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 encuentra en la provincia de Río Negro. Asimismo, Genneia posee tres parques solares en la localidad de Ullum, provincia de San Juan, denominados Ullum I (25 MW), Ullum II (25 MW) y Ullum III (32 MW), totalizando una capacidad instalada de 82 MW. 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.

A la fecha del presente Prospecto, la Compañía se encuentra construyendo los siguientes parques eólicos: (i) Chubut Norte III y Chubut Norte IV, con una capacidad instalada de 58 MW y 83MW, respectivamente, adjudicados bajo el programa RenovAr 2.0; y (ii) Chubut Norte II, con una capacidad instalada de 26 MW, cuya producción será comercializada a grandes usuarios industriales en el Mercado a Término (MATER).

Genneia, en asociación con “SouthPole Carbon Ltd”, estima finalizar en 2020 el proceso de validación y verificación de los parques eólicos Villalonga I & II, Pomona I & II y Chubut Norte I & II, y los Parques Solares Fotovoltaicos Ullum I, II & III, bajo el protocolo “Verified Carbon Standard” (“VCS”), a los efectos de poder

emitir certificados de reducción de emisiones (“CERs”, por sus siglas en inglés) por toda la energía producida y suministrada al SADI.

Genneia tiene una experiencia significativa en el desarrollo y operación de centrales de generación de energía térmica. En la actualidad, la Compañía posee y opera siete centrales térmicas con un factor de disponibilidad promedio al 31 de diciembre de 2019 de 99,4%. Las centrales térmicas de la Compañía son alimentadas con gas natural y combustible diésel, las cuales están ubicadas en las provincias de Buenos Aires, Tucumán y Entre Ríos, con una capacidad instalada combinada de 573 MW. Estas centrales, debido a la tecnología que poseen sus unidades generadoras, conformadas por turbinas generadoras General Electric, Pratt & Whitney y Solar, cumplen la función de aportar energía y potencia a la red interconectada Nacional durante los picos de demanda (“despacho de punta”).

A la fecha de este Prospecto, la vida promedio remanente estimada de nuestros PPA es de 14 años (17 años para nuestros PPA de energía eólica, 5 años para los PPAs de energía térmica, 19 años para energía solar). Para mayor información acerca del cálculo de plazos de los PPA de Genneia, véase “*Información sobre la Emisora—Generación de Energía—Contratos de Compra de Energía Eléctrica o PPA.*”

HISTORIA DE LA EMISORA

Genneia es una sociedad anónima argentina constituida en octubre de 1991 bajo el nombre de “Empresa de Gas del Sudeste – Emgasud S.A.” con el fin de explotar la distribución de gas natural en la localidad de Dolores, Provincia de Buenos Aires, en virtud de una autorización otorgada por ENARGAS conforme al marco regulatorio implementado por el gobierno argentino para la privatización de Gas del Estado S.E., en ese entonces, la empresa estatal de distribución y transporte de gas natural de Argentina. 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 con la construcción del Gasoducto Patagónico. En 2010, la Emisora ingresó en el negocio de generación de energía eólica y resultó adjudicataria del derecho a desarrollar y operar los parques eólicos Rawson I y II y el Parque Eólico Madryn en la Provincia del Chubut.

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 diciembre de 2015, Argentum Investments I LLC, un vehículo de inversión dedicado a Argentina vinculado a PointState Capital, adquirió y suscribió en total una participación del 43,90% en el capital de la Emisora. 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.

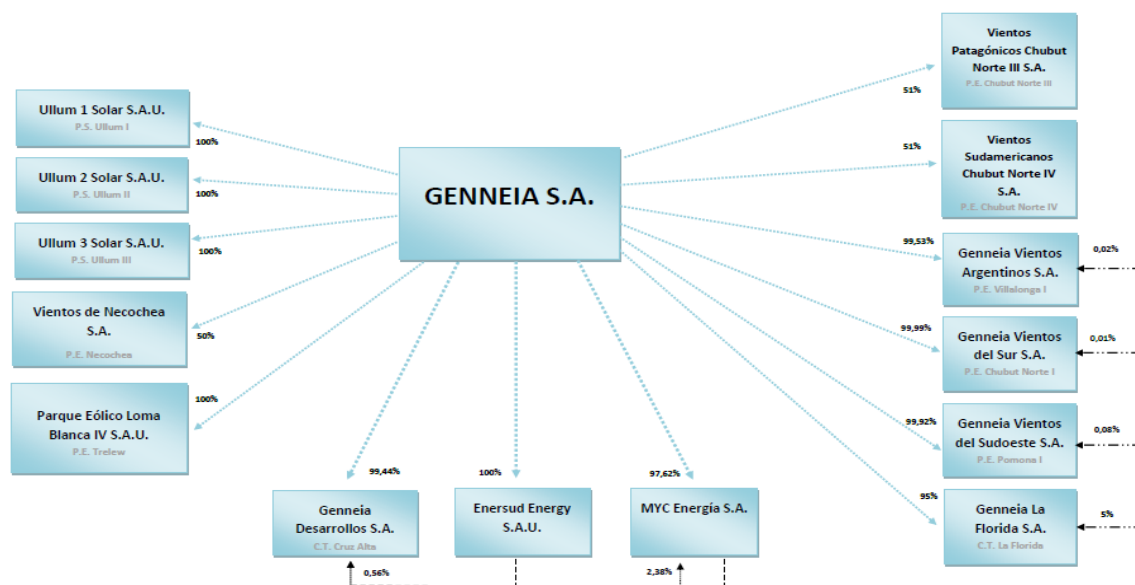
El proyecto Necochea fue adjudicado en 2016 a Centrales de la Costa, una sociedad controlada por la Provincia de Buenos Aires. La Emisora celebró un acuerdo de *joint venture* en iguales proporciones (50/50) con Centrales de la Costa S.A., para desarrollar y operar este proyecto.

En los años 2018, 2019 y 2020 iniciaron operaciones un total de 539 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 2020, el parque eólico Necochea recibió la habilitación comercial de CAMMESA.

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.

ESTRUCTURA SOCIETARIA Y ACCIONARIA

La Emisora no forma parte de un grupo económico. A continuación, se detallan las principales subsidiarias operativas de la Emisora a la fecha de este prospecto:



Los parques eólicos Rawson I y II, Rawson III, Madryn I y Madryn II y las centrales térmicas (excepto la central térmica de Cruz Alta) son de propiedad directa de Genneia.

Las principales subsidiarias de Genneia son Enersud Energy S.A.U., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Vientos de Necochea S.A., GEDESA, Parque Eólico Loma Blanca IV S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3. El resto de las subsidiarias de la Emisora son actualmente subsidiarias no operativas. A continuación, aparece una breve descripción de las principales subsidiarias de la Emisora:

- Enersud Energy S.A.U. es una subsidiaria constituida en 2004 que se dedica al negocio de comercialización de energía eléctrica. Véase “*Información sobre la Emisora —Comercialización de Gas Natural y Capacidad de Transporte.*”
- Genneia Vientos Argentinos S.A. es una subsidiaria constituida en 2016 como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación del proyecto Villalonga.
- Genneia Vientos del Sur S.A. es una subsidiaria constituida en 2016 como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación del proyecto Chubut Norte I.
- Genneia Vientos del Sudoeste S.A. es una subsidiaria constituida en 2016 como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación del proyecto Pomona I.
- Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. (antes denominada “Genneia Vientos Sudamericanos S.A.”) es una subsidiaria constituida en 2016 como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación del proyecto Chubut Norte IV. El 26 de agosto de 2019, la Emisora y su subsidiaria MyC Energía S.A. efectivizaron la transferencia a Pan American Fuego S.A., subsidiaria de Pan American Energy SL, del 49% de su participación accionaria en Genneia Vientos Sudamericanos S.A. para el desarrollo conjunto del mencionado proyecto de generación eólica. En la misma fecha, la subsidiaria cambió su denominación social a Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A.
- Vientos de Necochea S.A. es una subsidiaria constituida en 2016 como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación de proyecto Necochea. La Emisora y Centrales de la Costa, una sociedad controlada por la Provincia de Buenos Aires, celebraron un acuerdo de *joint venture* para desarrollar este proyecto y cada parte es titular del 50% de Vientos de Necochea S.A. Durante los cuatro primeros períodos anuales de la sociedad, el presidente será uno de los cuatro directores designados, quienes tendrán doble voto en caso de empate, con la excepción de ciertas cuestiones. La Emisora llevará adelante la administración y operación de la sociedad vehículo. En consecuencia, de

conformidad con las NIIF, la Emisora tiene el control de la sociedad vehículo durante los primeros cuatro períodos anuales.

- GEDESA fue constituida como una sociedad vehículo para el desarrollo y operación de la central térmica Cruz Alta, a través de la adquisición de (y subsiguiente fusión con) GETSA con fecha 11 de agosto de 2017.
- Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. es una subsidiaria constituida en 2009 como una sociedad vehículo para la ejecución desarrollo y operación del Parque Eólico Trelew, adquirido por la Emisora el 29 de noviembre de 2017.
- Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. (antes denominada “Genneia Vientos Patagónicos S.A.”) es una subsidiaria constituida en 2018, como vehículo creado con el exclusivo propósito de llevar a cabo, desarrollar y explotar el proyecto Chubut Norte III. El 26 de agosto de 2019, la Emisora y su subsidiaria MyC Energía S.A. efectivizaron la transferencia a Pan American Fuego S.A., subsidiaria de Pan American Energy SL, del 49% de su participación accionaria en Genneia Vientos Patagónicos S.A. para el desarrollo conjunto del mencionado proyecto de generación eólica. En la misma fecha, la subsidiaria cambio su denominación social a Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. Genneia La Florida S.A. es una subsidiaria constituida en 2018, como vehículo creado con el exclusivo propósito de llevar a cabo, desarrollar y explotar el proyecto La Florida.
- Ullum 1 Solar S.A.U. es una subsidiaria constituida en 2018, como vehículo creado con el exclusivo propósito de llevar a cabo, desarrollar y explotar la central solar fotovoltaica Ullum 1, adquirida el 9 de abril de 2018.
- Ullum 2 Solar S.A.U. es una subsidiaria constituida en 2016, como vehículo creado con el exclusivo propósito de llevar a cabo, desarrollar y explotar la central solar fotovoltaica Ullum 2, adquirida el 9 de abril de 2018.
- Ullum 3 Solar S.A.U. es una subsidiaria constituida en 2016, como vehículo creado con el exclusivo propósito de llevar a cabo, desarrollar y explotar la central solar fotovoltaica Ullum 3, adquirida el 9 de abril de 2018.

PRINCIPALES FORTALEZAS DE LA EMISORA

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

Genneia es uno de los principales actores en el sector de generación de energía eléctrica de Argentina y operando estimativamente el 35% de la capacidad eólica instalada en el país al 31 de diciembre de 2019. 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. Recientemente, 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.

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 todos sus ingresos de PPA a largo plazo, denominados en dólares estadounidenses, que le proporcionan un flujo estable y previsible de efectivo. A la fecha del presente Prospecto, la vida promedio ponderada remanente de nuestros PPA es de 14 años (17 años para nuestros PPA de energía eólica, 5 años para los de energía térmica, 19 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 615 MW de activos de generación de energía térmica de alta eficiencia con un factor de disponibilidad promedio de 99,4% al 31 de diciembre de 2019. 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 2019 y el parque eólico Necochea de 38 MW el cual inició su operación comercial en febrero 2020; 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 Río Negro, a la fecha del presente Prospecto. Asimismo, en abril de 2018, la Emisora adquirió a las sociedades Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3 las cuales contaban con PPAs firmados con CAMMESA por las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum y desde diciembre de 2018 se encuentran en operación comercial, con una capacidad de generación instalada de 82 MW. El 14 de septiembre de 2018, la CNDC autorizó dicha adquisición accionaria.

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, Tucumán y Entre Ríos, con una capacidad instalada combinada de 573 MW. La Emisora incorporó 366 MW de capacidad instalada de energía termoeléctrica en 2017. El 9 de noviembre de 2017, la CNDC autorizó la adquisición de GETSA. Las ampliaciones de las centrales térmicas Bragado II y Bragado III, que agregaron 118 MW de capacidad instalada, alcanzaron la operación comercial en febrero 2017 y mayo 2017, respectivamente. Asimismo, el 11 de agosto de 2017, la Emisora incorporó a su cartera la más grande de sus centrales de generación de energía térmica, la central térmica Cruz Alta, situada en la Provincia de Tucumán, con una capacidad instalada de 245 MW, mediante la adquisición de GETSA por parte de GEDESA, su subsidiaria totalmente controlada.

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

	Ubicación	Fecha de comienzo de operaciones comerciales	Capacidad Instalada al 31 de diciembre de 2019 (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 Río Negro	Julio 2019	101,40
Pomona II	Provincia de Río Negro	Agosto 2019	11,70
Madryn II	Provincia del Chubut	Septiembre 2019	151,20
Centrales Térmicas			
Paraná ⁽³⁾	Provincia de Entre Ríos	Junio 2009	42,00
Concepción del Uruguay ⁽³⁾	Provincia de Entre Ríos	Octubre 2009	42,00
Olavarría ⁽³⁾	Provincia de Buenos Aires	Septiembre 2009	42,00
Las Armas ⁽⁴⁾	Provincia de Buenos Aires	Noviembre 2009/Enero 2011	34,01
Bragado I, II y III	Provincia de Buenos Aires	Junio 2011/Febrero 2017/Mayo 2017	168,4
Cruz Alta	Provincia de Tucumán	Enero 2002/Febrero 2003 ⁽²⁾	245,00
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
Total			1.276,51

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

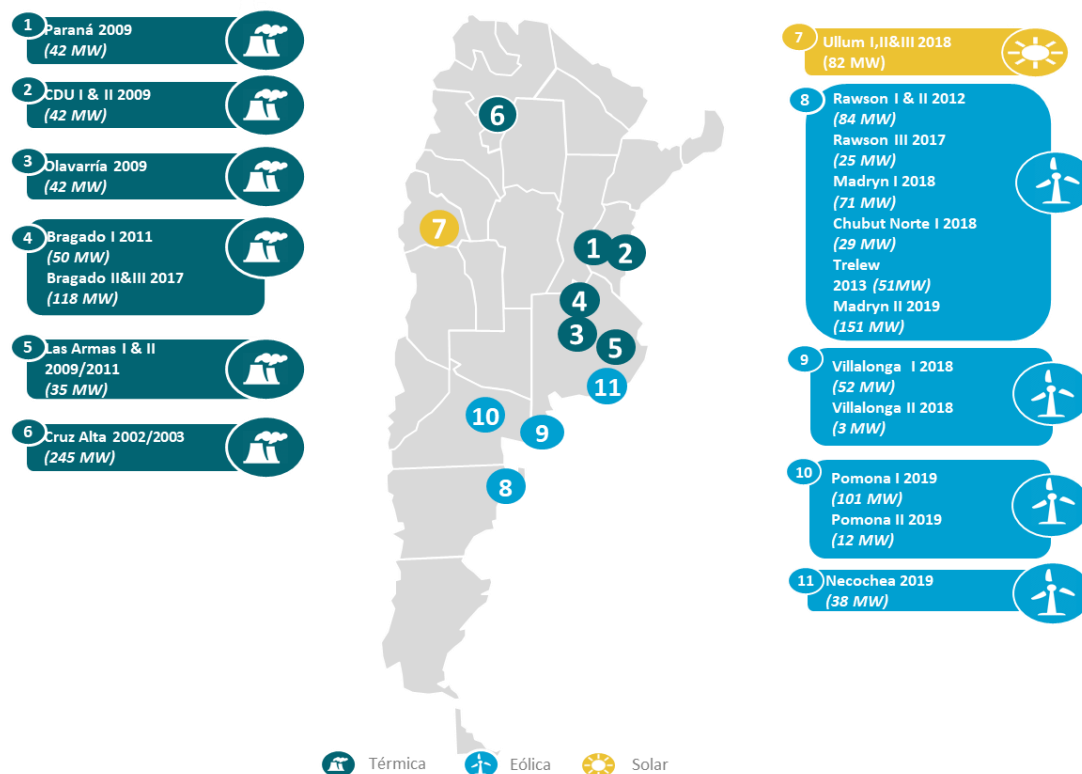
(3) En noviembre 2019, la Emisora solicitó la desconexión de las centrales térmicas, pendiente de autorización por parte de la Secretaría de Energía; excepto por la Central Térmica Olavarría la cual fue autorizada a partir del 1 de mayo de 2020.

(4) En marzo 2020, la Emisora solicitó la desconexión de la central térmica Las Armas I, pendiente de autorización por parte de la Secretaría de Energía

A la fecha del presente prospecto, la entidad se encuentra evaluando distintas alternativas respecto de los activos que componen a las centrales térmicas cuyos plazos contractuales han finalizado, sin embargo, a la fecha del presente Prospecto no existen acuerdos celebrados. En virtud de la posibilidad de disponer de dichos activos, la Sociedad ha solicitado a la Secretaría de Energía la desconexión de las centrales térmicas Concepción del Uruguay, Paraná y Olavarría, las cuales dejarán de despachar energía a partir de la fecha en que CAMMESA autorice las desconexiones.

Ubicación	Fecha de comienzo de operaciones comerciales	Capacidad Instalada al 31 de diciembre de 2019 (MW)
-----------	--	---

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 2017, 2018 y 2019.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2017	2018	2019
Parques eólicos			
Rawson I y II			
Ventas netas	37,9	35,8	37,7
Factor de disponibilidad.....	98,8%	98,5%	97,2%
Generación neta (GWh)	298	283	297
Rawson III ⁽¹⁾			
Ventas netas	0,2	7,1	7,9
Factor de disponibilidad.....	99,6%	98,8%	97,7%
Generación neta (GWh)	17	106	114
Trelew ⁽²⁾			
Ventas netas	2	20,3	19,4
Factor de disponibilidad.....	87,0%	84,3%	78,3%
Generación neta (GWh)	16	158	153
Chubut Norte I			
Ventas netas	-	0,6	10,8
Factor de disponibilidad.....	-	86,6%	96,0%
Generación neta (GWh)	-	15	140
Madryn I			

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2017	2018	2019
Ventas netas	-	4,8	29,1
Factor de disponibilidad.....	-	94,2%	95,7%
Generación neta (GWh)	-	70	324
Madryn II			
Ventas netas	-	-	16,7
Factor de disponibilidad.....	-	-	97,9%
Generación neta (GWh)	-	-	244
Villalonga I			
Ventas netas	-	0,5	15,3
Factor de disponibilidad.....	-	95,8%	95,9%
Generación neta (GWh)	-	23	236
Villalonga II			
Ventas netas	-	-	0,8
Factor de disponibilidad.....	-	-	96,4%
Generación neta (GWh)	-	-	16
Pomona I			
Ventas netas	-	-	11,6
Factor de disponibilidad.....	-	-	92,7%
Generación neta (GWh)	-	-	212
Pomona II			
Ventas netas	-	-	1,0
Factor de disponibilidad.....	-	-	98,2%
Generación neta (GWh)	-	-	20
Parques solares			
Ullum Solar I⁽⁷⁾			
Ventas netas	-	0,1	3,7
Factor de disponibilidad.....	-	N/A	76,2%
Generación neta (GWh)	-	4	58
Ullum Solar II⁽⁷⁾			
Ventas netas	-	0,1	3,9
Factor de disponibilidad.....	-	N/A	78,1%
Generación neta (GWh)	-	4	60
Ullum Solar III⁽⁷⁾			
Ventas netas	-	0,1	5,1
Factor de disponibilidad.....	-	N/A	76,7%
Generación neta (GWh)	-	3	75
Centrales térmicas			
Matheu			
Ventas netas	10,7	9,3	2,8
Factor de disponibilidad.....	100,0%	100,0%	99,8%
Generación neta (GWh)	28	5	22
Paraná			
Ventas netas	10,9	10,5	6,3
Factor de disponibilidad	100,0%	100,0%	99,8%
Generación neta (GWh)	32	6	13
Concepción del Uruguay			
Ventas netas	10,9	10,5	9,0
Factor de disponibilidad.....	99,9%	100%	99,7%
Generación neta (GWh)	25	2	11
Olavarría			
Ventas netas	10,9	10,5	8,5
Factor de disponibilidad.....	99,9%	99,9%	99,9%
Generación neta (GWh)	29	8	35
Las Armas			
Ventas netas	10,1	9,6	9,7
Factor de disponibilidad.....	99,7%	99,6%	98,9%
Generación neta (GWh)	110	79	113
Bragado⁽³⁾			
Ventas netas	40,9	48,3	48,0
Factor de disponibilidad.....	98,1%	97,3%	98,9%
Generación neta (GWh)	452	464	420
Pinamar⁽⁴⁾			
Ventas netas	5,7	2,4	0,5
Factor de disponibilidad.....	99,8%	98,9%	88,8%
Generación neta (GWh)	48	34	11
Gobernador Costa⁽⁵⁾			
Ventas netas	2,6	1,4	0,3
Factor de disponibilidad.....	91,9%	60,2%	66,5%
Generación neta (GWh)	13	9	2
Río Mayo⁽⁵⁾			
Ventas netas	2,7	2,2	0,2
Factor de disponibilidad.....	96,7%	99,0%	99,9%
Generación neta (GWh)	12	12	2

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2017	2018	2019
Cruz Alta ⁽⁶⁾			
Ventas netas	6,3	22,2	14,5
Factor de disponibilidad.....	100,0%	98,60%	99,8
Generación neta (GWh)	32	51	20

Notas:

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

(2) Parque Eólico Trelew fue adquirido por la Emisora el 29 de noviembre de 2017. De acuerdo a la información provista por CAMMESA, las ventas de energía de parque eólico Trelew ascendían a 170 GWh para el período finalizado en diciembre de 2016, 186 GWh para el período finalizado el 31 de diciembre de 2017 y 158 GWh para el período finalizado en diciembre de 2018. De acuerdo con la información disponible en reportes operativos mensuales (CAMMESA no provee información sobre disponibilidad de parques eólicos), la disponibilidad del Parque Eólico Trelew fue del 98,0% para el período finalizado en diciembre de 2016, 95,39% en 2017 y 84,87% en 2018. Ver “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las obligaciones negociables - El presente Prospecto contiene solo información financiera y operativa limitada de GETSA y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.”.

(3) 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.

(4) 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.

(5) La Provincia del Chubut no ha pagado a la Emisora desde 2013 (a excepción de la facturación realizada en marzo del 2018 respecto a lo generado durante Febrero 2018 y cobrada en Abril 2018) y, al 31 de diciembre de 2018, la Provincia del Chubut adeudaba Ps.360,1 millones de pesos. Véase “Información sobre la Emisora – Contratos de Compra de Energía Eléctrica para las Centrales Eléctricas Aisladas de la Emisora”. 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. La Compañía considera que a la fecha del presente, dichas centrales dejaron de ser propiedad de la Compañía y, por lo tanto, se dejó de facturar por la venta de energía a la Provincia del Chubut, a pesar de que por el momento seguimos operándola. Para mayor información del tema, véase “Información Clave sobre la Emisora - Acontecimientos Recientes—Centrales Gobernador Costa y Río Mayo”.

(6) La información de ventas netas refleja las operaciones desde el 1 de enero de 2017 hasta el 11 de agosto de 2017, antes de la adquisición de GETSA por parte de la Emisora, de acuerdo con la información provista por CAMMESA. Ver “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las obligaciones negociables - El presente Prospecto contiene solo información financiera y operativa limitada de GETSA y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.”.

(7) 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 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 41,5% hasta el 31 de diciembre de 2019, 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 para el Parque Eólico Trelew, disminuyó a 34,2% al 31 de diciembre 2019 respecto del factor de carga promedio de 35,6% al 31 de diciembre de 2018. 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. 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.

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. 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, otros con Meranol S.A.C.I., Curtiembre Arlei S.A., y Bemis Argentina S.A.U.; por la capacidad restante del parque eólico de Rawson III y por cualquiera de sus parques eólicos no sujetos a otros PPAs. Recientemente, 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. 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., sociedad titular del Parque Eólico Trelew. El 16 de abril de 2018, la CNDC autorizó dicha adquisición accionaria. A la fecha del presente Prospecto, la Emisora desconoce la identidad del controlante y de los beneficiarios finales de Sideli S.A.

El Parque Eólico Trelew es una central de generación de energía eólica, adjudicada por 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, financiado a través de aportes de capital y deuda. Bajo el contrato de compraventa de acciones firmado para la adquisición de Parque Eólico Loma Blanca IV S.A., la Emisora adquirió una compañía que tenía una deuda financiera con el Fideicomiso Financiero Loma Blanca Serie I, contraída para la construcción del parque eólico, la cual al 29 de noviembre de 2017 ascendía a US\$55 millones. Para mayor información, ver “*Fideicomiso financiero Loma Blanca Serie I*”. En función de informaciones periodísticas que daban cuenta de una denuncia promovida por algunos diputados nacionales con relación a dicha adquisición, la Sociedad realizó una presentación espontánea en el expediente judicial en el mes de febrero de 2018 a fin de ponerse a entera disposición de las autoridades judiciales y exponer acabadamente acerca de los antecedentes de la operación, suministrando el contrato de compraventa de acciones, y dejando expresamente establecido la absoluta licitud y validez de la misma. A la fecha del presente Prospecto, ni la Sociedad, ni ningún funcionario o empleado pasado o actual de la misma, se encuentran involucrados en investigaciones relacionadas con esta causa judicial, ni han recibido requerimientos de información o documentación adicional por parte de las autoridades judiciales.

Parque eólico Madryn 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 nueva capacidad instalada de energía renovable. En el año 2010, la Emisora resultó adjudicataria del derecho a desarrollar y operar el proyecto Parque Eólico Madryn, ubicado en la Ciudad de Puerto Madryn, Provincia del Chubut, con una capacidad instalada programada de 223 MW. De acuerdo con el Protocolo de Kioto, del cual Argentina es firmante, en noviembre de 2012 la Emisora registró el Parque Eólico Madryn como “Mecanismo de Desarrollo Limpio” ante las Naciones Unidas.

En mayo de 2017, la Emisora celebró dos PPA denominados en dólares a 20 años con CAMMESA por la totalidad de la capacidad instalada del Parque Eólico Madryn, en los términos del modelo de PPA incluido en la Resolución 202-E/2016 y 168-E/2017, respectivamente. La Emisora entregó a CAMMESA dos seguros de caución para su proyecto Eólico Madryn por un monto total de aproximadamente US\$55 millones.

En función de las estimaciones y presunciones de la Emisora, las cuales, entre otras cosas, contemplan los estudios de vientos realizados por la Emisora y las evaluaciones de datos eólicos preparadas por asesores técnicos independientes sobre la base de los propios estudios de vientos de la Emisora, ésta cree que, una vez que esté en pleno funcionamiento, el Proyecto Eólico Madryn puede alcanzar un factor de carga promedio del 50,8%, con una probabilidad del 50% (lo que en la industria también se conoce como “P50”) en un período de diez años. El factor de carga estimado por la Emisora para el Proyecto Eólico Madryn se basó en un análisis de mediciones de viento históricas registradas por la Emisora por más de ocho años, en estudios geotécnicos, geológicos y de curvas de altitud, y en un estudio de las características específicas de las turbinas eólicas que se propuso instalar para estos proyectos. La tecnología de turbinas que se utiliza en el Proyecto Eólico Madryn es Vestas.

Actualmente, la Emisora es propietaria de un predio de 6.240 hectáreas para llevar a cabo el proyecto y sobre la base de las estimaciones propias de la Emisora, ésta considera que el sitio seleccionado para llevar a cabo el Proyecto Eólico Madryn es adecuado por diversas razones, entre ellas, la baja incidencia de ráfagas de viento en la zona, la adecuación del tipo de turbina eólica seleccionada para los proyectos y el factor de potencia estimado en función de los datos sobre vientos disponibles. Véase “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Emisora—La capacidad de la Emisora de operar parques eólicos de manera rentable depende en gran medida de adecuados vientos y demás condiciones climáticas.*”

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, la cual estará conectada a la estación transformadora Puerto Madryn en 132/500kV de TRANSENER. Provisoriamente se encuentra conectada la primera etapa en la ET Puerto Madryn 132/330kV de TRANSPA.

El 23 de mayo de 2017, la Emisora 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 Madryn hasta un periodo de diez años. Asimismo, en virtud de este contrato, Vestas acordó garantizar un factor de disponibilidad de 97% para el primer año del contrato y un factor de disponibilidad de 98% para el periodo remanente.

A la fecha de este Prospecto, ambas fases del proyecto se encuentran habilitadas y en operación comercial, Madryn I desde noviembre de 2018, con una capacidad instalada de 71,10 MW, y Madryn II desde septiembre de 2019, con una capacidad instalada de 151,2 MW; habiendo alcanzado su puesta en marcha 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 N°27.191.

A partir de una nueva Ley vigente en la Provincia del Chubut 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, la Municipalidad de Puerto Madryn estableció tasas para la actividad de generación de energía renovable dentro del ejido municipal. A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad ha hecho una presentación ante CAMMESA, solicitando una revisión del precio del PPA para compensar las tarifas, en caso de que las tasas fueren consideradas válidas.

Parque eólico Villalonga I

El 7 de octubre de 2016, el Ministerio de Energía emitió la Resolución N°213, en virtud de la cual le adjudicó a la Emisora el derecho de llevar a cabo el proyecto denominado parque eólico Villalonga I, de 51,75 MW de capacidad instalada comprometida. El 12 de enero de 2017, la Emisora celebró, a través de su subsidiaria Genneia Vientos Argentinos S.A., un PPA denominado en dólares a 20 años con CAMMESA por la totalidad de la capacidad instalada comprometida del parque eólico Villalonga I sobre la base del modelo de PPA incluido en la Resolución N°136.

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 con 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 utilizarán 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: *Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Financiamiento Subsidiario*).

El parque eólico Villalonga I comenzó su operación comercial en diciembre de 2018 y 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 proyecto 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 52,3%, 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 utilizarán 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 “*Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Financiamiento Subsidiario*”).

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

A partir de una nueva Ley vigente en la Provincia del Chubut 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, la Municipalidad de Puerto Madryn

estableció tasas para la actividad de generación de energía renovable dentro del ejido municipal. A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad ha hecho una presentación ante CAMMESA, solicitando una revisión del precio del PPA para compensar las tarifas, en caso de que las tasas fueren consideradas válidas.

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 Emisora celebró un PPA, a través de su subsidiaria Genneia Vientos del Soeste S.A., denominado en dólares a 20 años con CAMMESA por la totalidad de la capacidad instalada del parque eólico Pomona I (**“PE Pomona I”**), sobre la base del modelo de PPA incluido en la Resolución N°252. De conformidad con la Resolución N°252 emitida por el Ministerio de Energía.

El PE Pomona I está emplazado sobre un promedio de 1.365 hectáreas en la región central de la Provincia de Río Negro, aproximadamente unos 4 km al oeste de la estación transformadora de 500kV de Choele Choel. El PE Pomona I, demandó una inversión de US\$135 millones a partir del inicio de su construcción. 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 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, una vez que esté en pleno funcionamiento, el PE 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 el PE 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 U\$S 142 millones que se utilizaran para la construcción y costos iniciales del PE Pomona I. Actualmente ya se han cumplido las condiciones precedentes fijadas en dichos acuerdos y se han realizado la mayor parte de los desembolsos. (*Véase “Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera—Financiamiento Subsidiario”*)

Con fecha 17 de julio de 2019, la Emisora informó, que CAMMESA en su carácter de Órgano Encargado del Despacho del Mercado Eléctrico Mayorista, otorgó la habilitación comercial al PE Pomona I, de Genneia Vientos del Sudoeste S.A., subsidiaria de la Emisora, para despachar energía eólica al Sistema Argentino de Interconexión a partir de las 0hs. del pasado 12 de julio de 2019. Cabe destacar que el PE 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 comprometida de 11,7 MW y un costo aproximado de US\$14,4 millones.

El parque eólico Pomona II está emplazado en el inmueble alledaño al parque eólico Pomona I, en la región central de la Provincia de Río Negro, aproximadamente unos 4 km al oeste de la estación transformadora de 500kV de Choele Choel. 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, 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 U\$S 31 millones con KfW para la construcción de los parques eólicos Pomona II y Chubut Norte II. El financiamiento implica un préstamo garantizado de 4 años, otorgado por KfW. El préstamo KfW está garantizado por la Agencia Alemana de Crédito a la Exportación “Euler Hermes”.

El 18 de diciembre de 2019 la Emisora y Nordex celebraron una adenda III al Contrato EPC del Proyecto Chubut Norte II, en virtud del cual Nordex reanudó sus prestaciones contractuales que habían sido suspendidas con motivo de las restricciones cambiarias, se acordó un nuevo cronograma de obras y una nueva fecha contractual para el “Final Take Over” del proyecto, y se acordó un cronograma de cancelación de ciertas facturas vencidas adeudadas a Nordex.

El 28 de enero de 2020 la Emisora celebró con KfW una adenda al contrato de préstamo precedentemente referido, a fines de reflejar dichos controles cambiarios por el BCRA en la operatividad de los futuros desembolsos, habiéndose ya concretado los primeros desembolsos de la financiación con anterioridad a la fecha de este Prospecto.

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**”), supeditado a que el proyecto en cuestión le fuera adjudicado a Centrales de la Costa. El 25 de noviembre de 2016, el Ministerio de Energía emitió la Resolución N° 281 a través de la cual le adjudicó a la Compañía de generación Centrales de la Costa el derecho a llevar a cabo el proyecto eólico Vientos de Necochea. De conformidad con los términos de la Resolución N° 281 emitida por el Ministerio de Energía, Vientos de Necochea S.A. ha entregado a CAMMESA un seguro de caución por un valor total de U\$S 9,5 millones para garantizar las obligaciones que asuma en virtud del citado Acuerdo de PPA.

El 21 de noviembre de 2017, Vientos de Necochea S.A. suscribió un contrato de compraventa de energía (PPA) a 20 años con CAMMESA para toda la capacidad instalada del parque eólico Vientos de Necochea 1 basado en el modelo de PPA relevante incluido en la Resolución No. 252. El PPA caducará 20 años después de la fecha en que CAMMESA otorgue la autorización comercial para operar el proyecto en el MEM (fecha de operación comercial). Los principales términos y condiciones son los siguientes: (i) tenemos la obligación de construir, operar y mantener el parque eólico sujeto a dichos acuerdos y vender la electricidad a CAMMESA (actuando en representación de los agentes de MEM); (ii) comprometimos 37,95 MW de capacidad de potencia; (iii) tendremos derecho a recibir un pago por electricidad efectivamente despachada de U\$S 55,5 por MWh, y un ajuste anual adicional establecido en los PPA como un porcentaje del precio de la electricidad efectivamente despachada; (iv) los importes pagaderos a nosotros en virtud de los PPA se denominarán en dólares estadounidenses y se pagarán en pesos al tipo de cambio del día hábil inmediatamente anterior a la fecha de pago; y (v) las obligaciones de CAMMESA bajo los PPAs serán garantizadas por el FODER en el que el gobierno argentino es el fiduciante.

Tal como se requiere en el proceso de licitación y el PPA, como Socio Estratégico Financiero, Centrales de la Costa conservará, directa o indirectamente, la propiedad de al menos el veinticinco por ciento (25%) del capital social de Vientos de Necochea S.A. con derecho a votar hasta la fecha de operación comercial.

En mayo de 2018, Vientos de Necochea S.A. celebró (i) un acuerdo con Vestas Mediterranean S.A. y Vestas Argentinas S.A. para la provisión e instalación bajo un esquema “EPC completo” del parque eólico Vientos de Necochea 1, incluidas todas las obras requeridas en relación con el diseño, ingeniería, suministro de aerogeneradores, construcción (obras civiles y eléctricas), puesta en marcha, prueba, puesta en marcha y finalización de dicho parque; y (ii) un acuerdo para la provisión de mantenimiento y garantía de disponibilidad de aerogeneradores para este proyecto.

El 2 de agosto de 2019, Vientos de Necochea S.A., negocio conjunto de la Compañía y Centrales de la Costa Atlántica S.A., celebró un acuerdo de financiación de proyectos para el desarrollo del parque eólico Necochea (38 MW). A través de un “acuerdo de instalación A-B”, la subsidiaria celebró acuerdos de financiación por hasta U\$S 51 millones, que se utilizarán para los costos de construcción y puesta en marcha de los proyectos. El “acuerdo de instalación A” incluye un tramo garantizado y un tramo no cubierto. El tramo garantizado es prestado por Nederlandse Financierings-Maatschappij voor Ontwikkelingslanden N.V. (FMO) y está garantizado por la EKF Export Credit Agency de Dinamarca (EKF), y el segundo tramo es prestado directamente por FMO. El “acuerdo de instalación B” es otorgado directamente por FMO. La transacción está organizada por Sumitomo Miutsui Banking Corporation (SMBC) y FMO.

Los acuerdos de financiación contienen cláusulas que limitan la capacidad de las filiales para pagar dividendos y prevén la concesión de diversas garantías a favor de los acreedores, entre las cuales se encuentran la transferencia de los derechos reales de usufructo sobre los edificios donde se instalará el Parque, transferencias directas, fiduciarias o de garantía, totales o parciales, de ciertos derechos de las filiales, incluidos los derechos de cobro en virtud del PPA celebrado con CAMMESA; seguros y otros documentos relacionados con el parque eólico; prenda sobre acciones que representan el 100% del capital social de las filiales; garantías en cuentas bancarias y prenda sobre los principales activos del parque eólico.

A partir de los mencionados controles cambiarios establecidos por el BCRA en septiembre de 2019, las entidades prestamistas suspendieron los desembolsos bajo los acuerdos de financiación precedentemente referidos, hasta tanto las regulaciones cambiarias modificatorias, complementarias y aclaratorias permitieran concluir, a satisfacción de las entidades prestamistas, que los controles cambiarios no impedían un adecuado flujo de fondos (desembolsos y su repago) en los términos y condiciones previstos en los acuerdos de financiamiento, como así también un adecuado funcionamiento de las estructuras de garantías ya constituidas (principalmente, constitución de cuentas de reserva en moneda extranjera bajo fideicomisos on shore y off shore). Dicha suspensión de desembolsos forzosamente conllevó una suspensión de pagos a Vestas bajo el acuerdo EPC, dada la íntima conexidad existente entre el acuerdo EPC y los acuerdos de financiamiento; y a su vez, llevó a una suspensión por Vestas de sus tareas para la energización del parque eólico y demás tareas aún pendientes bajo el acuerdo EPC, a partir del 1 de noviembre de 2019. El 7 de enero de 2020 Vientos de Necochea y Vestas celebraron una adenda IV al “Contrato EPC” del proyecto, en virtud del cual, Vestas reanudó sus prestaciones contractuales suspendidas. Asimismo, en el mes de enero de 2020 se produjo el primer desembolso por las entidades prestamistas bajo los acuerdos de financiación precedentemente referidos.

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.

A la fecha del presente Prospecto, los asesores legales de la Sociedad consideran que, en caso de concretarse la aplicación de la multa por parte de CAMMESA, la Sociedad cuenta con los argumentos suficientes para conseguir que la misma sea desestimada o sea revertida.

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. Conforme a lo previsto en la Resolución N°252 dictada por el Ministerio de Energía, la Emisora ha otorgado garantías de cumplimiento a CAMMESA por un monto total de US\$20,5 millones, como aval de las obligaciones de la Emisora emergentes del PPA.

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. En 14 de septiembre de

2018, la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia autorizó la adquisición de dichas sociedades. 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*) 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 11 de marzo de 2019, la Emisora celebró un acuerdo con Energías Sustentables S.A. para la prestación de servicios de operación y mantenimiento de dichas centrales solares fotovoltaicas, el cual se encuentra plenamente vigente, y terminará una vez finalizado el Período de Garantía establecido bajo los Contratos EPC Ullum, es decir, en un plazo de dos o tres años desde la fecha de la Recepción Provisoria de las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum. Bajo este contrato Energías Sustentables se comprometió a aplicar la garantía de performance ratio establecida en los Contratos EPC. El costo para la Emisora de estos proyectos fue de aproximadamente US\$78,2 millones.

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 Solares Fotovoltaicas Ullum 1 y 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 U\$S 1.041.000 a cada una, correspondientes a 30 días de demora en alcanzar la fecha de habilitación comercial acordada en los PPAs.

El 24 de enero de 2020, CAMMESA notificó a Ullum 1 y Ullum 2 que las multas serán descontadas del precio por venta de energía que le corresponda percibir a dichas sociedades a partir de la Transacción Económica de enero de 2020, en 48 cuotas iguales, mensuales y consecutivas, aplicando una tasa efectiva anual del 1,7%, en concepto de intereses; todo ello de acuerdo a lo indicado por las mencionadas sociedades y en los términos previstos en la Resolución MEyM N° 285/2018.

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 Solares 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 Solares Fotovoltaicas Ullum 1 y 2, descontadas a una tasa del 12% nominal anual. El plazo para realizar dicho pago es de 10 días corridos desde la fecha en que Ullum 1 y Ullum 2 le notifiquen a ESSA el efectivo descuento de la primera cuota de la multa.

La obligación de pago de ESSA se encuentra garantizada por (i) U\$S 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 U\$S 878.464.

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.

La obligación de pago de ESSA se encuentra garantizada por (i) U\$S 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 U\$S 878.464.

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. Estas centrales eléctricas son centrales de generación térmica de combustible dual (gas natural y diésel) y están conformadas por siete centrales térmicas y 17 turbinas generadoras (ocho turbinas GE TM2500, tres turbinas Pratt & Whitney Mobile PAC (“PW”), y seis turbinas Solar Taurus T60). Las fechas de inicio de operación comercial de las centrales térmicas fueron: 16 de febrero de 2008 para la central de Pinamar, 19 de noviembre de 2008 para la central de Matheu, 24 de junio de 2009 para la central de Paraná, 22 de septiembre de 2009 para la central de Olavarría, 21 de octubre de 2009 para la central de Concepción del Uruguay I, 30 de octubre de 2009 para la central de Concepción del Uruguay II, 18 de noviembre de 2009 para la central de Las Armas I, 21 de enero de 2011 para la central de Las Armas II y 16 de junio de 2011 para la central de Bragado. 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.

El 6 de marzo de 2018 la Provincia del Chubut aprobó la Ley Provincial VII-82, la cual fue publicada a través del Boletín Oficial de la Provincia del Chubut con fecha 9 de marzo de 2018, declarando estado de emergencia y consolidando la deuda provincial pagadera con anterioridad del 28 de febrero de 2018. De conformidad con los términos de la ley en cuestión, para que la Emisora pudiese hacerse de los montos adeudados por la Provincia del Chubut bajo el PPA, deberíamos verificar nuestros reclamos ante el Ministerio de Economía y Crédito Público de la Provincia del Chubut, de conformidad al mecanismo que había sido establecido. La deuda pendiente posterior al 28 de febrero de 2018 se cancelaría mediante la emisión de títulos públicos de la provincia, en pesos, con un periodo de gracia de un año, pagadera en 4 pagos semianuales, con una tasa de interés aplicable BADLAR., pagaderos semestralmente. La Ley Provincial VII-82 establece que para poder cobrar en los términos con dicha ley deberían desistirse los procesos judiciales y el derecho a percibir el cobro de montos adeudados. Verificamos nuestros créditos contra la Provincia del Chubut (excepto por el monto que nos es adeudado por la terminación anticipada del PPA que le es atribuible).

Con fecha 24 de octubre de 2018, la Emisora y la Provincia de Chubut celebraron un “acuerdo marco” por medio del cual, sin reconocer hechos ni derechos en relación a las sumas exigibles bajo el PPA de las Centrales de Río Mayo y Gobernador Costa hasta el 28 de febrero de 2018, ni en relación a la multa por rescisión contractual anticipada debida por la Provincia bajo el PPA, las Partes acordaron: (i) un plan de pronto pago de las sumas adeudadas por la Provincia de Chubut bajo el contrato y que resultaren exigibles a partir del 1 de marzo de 2018, hasta la fecha de entrega de las Centrales de Río Mayo y Gobernador Costa a la Provincia de Chubut; (ii) concretar la devolución de las Centrales de Río Mayo y Gobernador Costa, y transferencia del personal afectado a las mismas a la Provincia de Chubut el día 28 de febrero de 2019, sujeto al cumplimiento por parte de la Provincia de Chubut del plan de pagos acordado; y (iii) la negociación del importe y forma de pago por la Provincia de Chubut de la multa por resolución contractual prevista en el PPA.

Se destaca además que (i) desde el 1 de marzo de 2019, la Emisora dejó de facturar por la venta de energía a la Provincia de Chubut, sin perjuicio de su derecho de recuperar de la Provincia de Chubut, en el marco del acuerdo arribado con la Provincia arriba citado, los costos operativos devengados a partir de dicha fecha; y (ii) el 3 de abril de 2019 la Sociedad promovió contra la Provincia ante el Superior Tribunal de Justicia de Chubut demanda de consignación de los inmuebles, instalaciones y demás bienes que conforman las Centrales de Río Mayo y Gobernador Costa. En virtud de un acuerdo celebrado con la Provincia en relación con dichas actuaciones judiciales, la Emisora entregó a la Provincia las instalaciones de ambas centrales el 28 de junio de 2019 y, con posterioridad a dicha fecha, continuó con la operación temporaria de las centrales térmicas en cuestión: (i) sujeto a las instrucciones y “por cuenta y orden” de la Dirección General de Servicios Públicos, y (ii) a costa de la Provincia de Chubut, hasta el efectivo traspaso de los empleados afectados a la operación de ambas centrales térmicas a la Provincia Chubut, lo cual tuvo lugar el 25 de noviembre de 2019, en virtud del Decreto N°1321/2019

reglamentario de la Ley II N°230 que aprobó el traspaso de dicho personal al Ministerio de Infraestructura de la Provincia.

La Emisora estima, además, que las facturas pendientes de pago bajo el contrato celebrado con la Provincia y las demás sumas adeudadas por la Provincia en virtud de la operación de las centrales por la Sociedad, como así también la multa adeudada por la Provincia por la rescisión contractual anticipada, serán reclamadas en el futuro a la Provincia de Chubut. Para mayor información del tema, véase *“Información Clave sobre la Emisora - Acontecimientos Recientes— Centrales Gobernador Costa y Río Mayo”*.

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. La fecha de entrada en vigencia de la fusión se fijó para el 1 de septiembre de 2017. Esta central se encuentra bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base. Véase *“Análisis y Reglamentación del Sector—El Esquema de Remuneración Actual-Resolución 19-E/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica”*.

La Emisora opera *“in situ”* sus centrales térmicas y asimismo realiza trabajos de mantenimiento en todas ellas. Genneia cuenta con tres turbinas de reserva listas para ser conectadas al SADI, en el caso de interrupción del servicio en cualquiera de sus centrales térmicas (exceptuando las centrales térmicas Cruz Alta). Todas las centrales térmicas de la Emisora están construidas sobre predios de su propiedad (p. ej. la central térmica de Bragado) 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. Adicionalmente, dada la movilidad de las unidades de Genneia, sus centrales térmicas (excepto por la central térmica Cruz Alta) pueden ser redistribuidas en otras ubicaciones si surgiese dicha necesidad.

Cabe destacar que con el objetivo de mejorar permanentemente el factor de disponibilidad de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales, en 2013, 2014, 2015, 2016 y 2017, la Emisora implementó una iniciativa denominada Genneia Excelencia Operacional, consistente en: (i) comprender y anticipar las fallas de los equipos clave de generación de manera de aumentar la confiabilidad de la operación; y (ii) reducir los tiempos operativos de mantenimiento, efectuando un estudio estratégico de repuestos críticos e incorporando nuevos proveedores de materiales y servicios. Como resultado de esta iniciativa, Genneia logró incrementar el factor de disponibilidad de sus centrales de energía térmica conectadas con el SADI a 93,8% para el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2018 (incluyendo cifras pertenecientes a Cruz Alta para ese periodo, según información publicada por CAMMESA).

A la fecha de este Prospecto, por cumplimiento del plazo contractual, las centrales térmicas Paraná, Olavarría, Concepción del Uruguay y Las Armas I 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 por CAMMESA. Para más información,

ver “Marco regulatorio del negocio de la emisora - Régimen de remuneración - Esquema de remuneración actual: Resolución 1/2019”.

En adición a ello, la Emisora solicitó a CAMMESA la desvinculación de las centrales térmicas Pinamar y Matheu, con el objetivo de vender los activos que la componen (turbinas de generación), lo cual fue aprobado por el Ministerio de Hacienda mediante la Resolución 2019-4-APN-SRRYME#MHA y la Disposición DI-2019-105-APN-SSME#MHA, por lo cual la central térmica Pinamar dejó de estar operativa con efectos a partir del 1° de abril de 2019 y la central térmica Matheu dejó de estar operativa a partir del 30 de abril de 2020.

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.

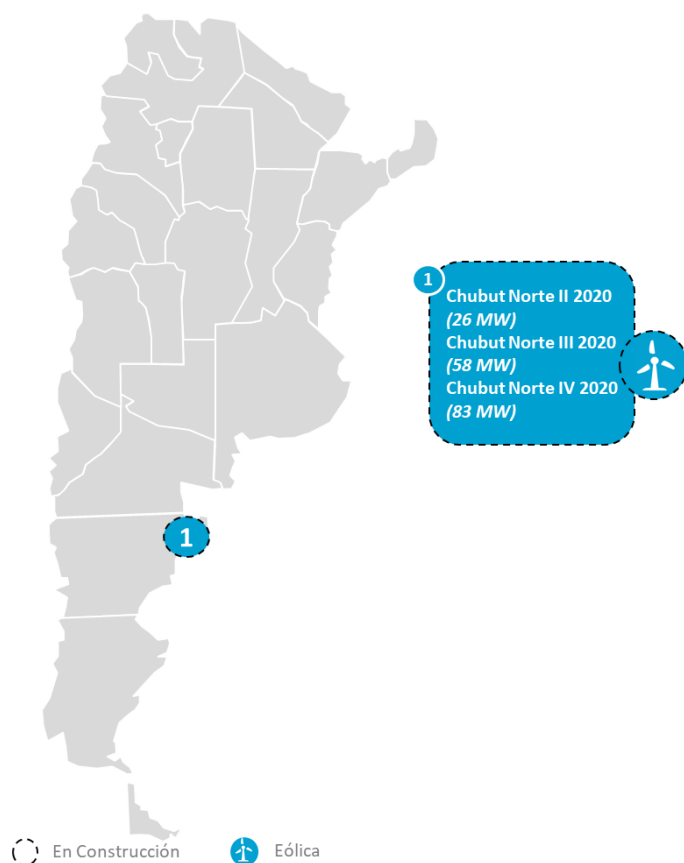
Proyectos de Generación de Energía con Fuentes Renovables

La Emisora ha resultado adjudicataria de licitaciones (incluyendo resoluciones del Ministerio de Energía que aprueban el modelo de PPA pertinente con CAMMESA) y ha celebrado PPA con CAMMESA para dos parques eólicos con una capacidad instalada combinada esperada de 141 MW: Chubut Norte III y Chubut Norte IV. La Compañía también se encuentra construyendo el parque eólico Chubut Norte II para vender energía a grandes usuarios industriales. La Emisora también 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 en construcción o adjudicados, a la fecha de este Prospecto:

	<u>Ubicación</u>	<u>Capacidad instalada prevista (MW)</u>	<u>Inversión de Capital Esperada (en US\$ millones)</u>
Parques Eólicos			
Chubut Norte II	Provincia del Chubut	28,28	38,9
Chubut Norte III	Provincia del Chubut	57,70	76
Chubut Norte IV	Provincia del Chubut	83,20	113
Biomasa			
La Florida	Provincia de Tucumán	19,00	51,0

El siguiente mapa ilustra la ubicación geográfica de los proyectos en construcción de la Emisora:



Proyecto “Parque Eólico Chubut Norte II”

El proyecto 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 proyecto eólico Chubut Norte II tendrá una capacidad instalada comprometida de 26,28 MW y la Emisora estima que este proyecto tendrá un costo aproximado de US\$38,9 millones.

El proyecto eólico Chubut Norte II estará emplazado en la Ruta Nacional N°3 donde se ubicará el acceso principal al predio, aproximadamente unos 18 km al noreste de la ciudad de Puerto Madryn, Provincia del Chubut. La Emisora adquirió 1.766 hectáreas de tierra para desarrollar este proyecto (habiéndose realizado la escritura traslativa de dominio).

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, una vez que esté en pleno funcionamiento, el proyecto eólico Chubut Norte II puede alcanzar un factor de carga del 53%, con P50 en un período de veinte años. Este proyecto ampliará la subestación Chubut Norte de 33/132 kV ubicada dentro del predio.

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

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.

El 18 de diciembre de 2019 la Emisora y Nordex celebraron una adenda III al “Contrato EPC” del Proyecto Chubut Norte II, en virtud del cual Nordex reanudó sus prestaciones contractuales que habían sido suspendidas con motivo de las restricciones cambiarias, se acordó un nuevo cronograma de obras y una nueva fecha contractual para el “Final Take Over” del proyecto, y se acordó un cronograma de cancelación de ciertas facturas vencidas adeudadas a Nordex.

El 28 de enero de 2020 la Emisora celebró con KFW una adenda al contrato de préstamo precedentemente referido, a fines de reflejar dichos controles cambiarios por el BCRA en la operatividad de los futuros desembolsos, habiéndose ya concretado los primeros desembolsos de la financiación con anterioridad a la fecha de este Prospecto.

En relación con la pandemia originada por el COVID-19, las medidas implementadas por el Poder Ejecutivo Nacional y por el Gobierno de la provincia de Chubut, provocaron la suspensión total de las obras de construcción del proyecto en fecha 20 de marzo de 2020. Si bien las obras se reanudaron en fecha 13 de abril de 2020, las medidas generaron un atraso por parte de Nordex en el plazo de construcción del proyecto.

A partir de una nueva Ley vigente en la Provincia del Chubut a partir del 27 de diciembre de 2019, se amplió el ejido municipal de Puerto Madryn y sometió, en consecuencia, la actividad del proyecto a las disposiciones del Código Tributario Municipal. En abril del 2020, mediante la Ordenanza N°11.349, la Municipalidad de Puerto Madryn estableció tasas para la actividad de generación de energía renovable y la construcción de obras de generación de energía renovable dentro del ejido municipal.

Proyecto “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. La Emisora estima que este proyecto tendrá un costo aproximado de US\$76 millones y se ha comprometido a alcanzar la habilitación comercial luego de que hayan transcurrido 671 días desde la fecha la firma del PPA correspondiente. El 26 de junio de 2018, la Emisora celebró un PPA denominado en dólares a 20 años con CAMMESA por la totalidad de la capacidad instalada del parque eólico Chubut Norte III sobre la base del modelo de PPA incluido en la Resolución N°275-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 de US\$14,4 millones como garantía de las obligaciones de la Emisora bajo el PPA.

El proyecto eólico Chubut Norte III estará emplazado en la Ruta Nacional N°3 donde se ubicará el acceso principal al predio, aproximadamente unos 18 km al noreste de la ciudad de Puerto Madryn, Provincia del Chubut. La Emisora adquirió 1.766 hectáreas de tierra para desarrollar este proyecto (habiéndose realizado la escritura traslativa de dominio). La Emisora será la empresa operadora y brindará los servicios de gerenciamiento durante la etapa de construcción.

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, una vez que esté en pleno funcionamiento, el proyecto eólico Chubut Norte III puede alcanzar un factor de carga del 53%, con P50 en un período de veinte años. Este proyecto ampliará la subestación Chubut Norte de 33/132 kV ubicada dentro del predio.

El 13 de agosto de 2018, Genneia Vientos Patagónicos S.A. 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 III, 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.

El 15 de julio de 2019, Genneia Vientos Patagónicos S.A. y Genneia Vientos Sudamericanos S.A., suscribieron los contratos para el financiamiento, sin recurso contra la Emisora, para la construcción y puesta en operación comercial de los parques eólicos “Chubut Norte III” y “Chubut Norte IV” con KREDITANSTALT FÜR WIEDERAUFBAU, KfW IPEX-BANK GMBH (“KfW”), por un total de US\$131 millones, que combina un préstamo por el plazo de construcción más 15 años proporcionado por KfW y garantizado por Euler Hermes (agencia de crédito de exportación de la República Federal de Alemania) a través de un seguro de crédito integral (que proporciona el 95% de cobertura).

Con fecha 16 de julio de 2019, la Emisora y su subsidiaria MyC Energía S.A. acordaron la transferencia a Pan American Fuego S.A., subsidiaria de Pan American Energy S.L., del 49% de la participación accionaria de Genneia Vientos Patagónicos S.A. y de Genneia Vientos Sudamericanos S.A. para el desarrollo conjunto de dos proyectos de generación eólica próximos a la ciudad de Puerto Madryn, provincia de Chubut, denominados Chubut Norte III y IV. Asimismo, con fecha 26 de agosto de 2019, se perfeccionó la transferencia de las acciones.

A partir de los controles cambiarios establecidos por el BCRA que iniciaron el 1 de septiembre de 2019, KfW suspendió los desembolsos bajo los acuerdos de financiación precedentemente referidos, hasta tanto se establecieran normas complementarias y aclaratorias por parte del BCRA que, a satisfacción de KfW y Euler Hermes, permitan un adecuado flujo de fondos (desembolsos y su repago) en los términos y condiciones previstos en los acuerdos de financiamiento, como así también un adecuado funcionamiento de las estructuras de garantías ya constituidas (principalmente, constitución de cuentas de reserva en moneda extranjera). Dicha suspensión de desembolsos forzosamente conllevó una suspensión de pagos a Nordex bajo el acuerdo EPC, dada la íntima conexidad existente entre el acuerdo EPC y los acuerdos de financiamiento; y a su vez, llevó a una suspensión por Nordex de sus tareas de construcción de los parques eólicos a partir del 1 de noviembre de 2019. En tal sentido, con fecha 26 de noviembre de 2019 se celebró una Adenda al acuerdo de EPC con Nordex con el objetivo de reanudar las tareas de construcción, que implicó, entre otras cosas, el reconocimiento de sobre costos incurridos durante el plazo de construcción y un cambio en el plazo originalmente pactado para la terminación de la obra de los parques eólicos.

El 26 de noviembre de 2019, Vientos Sudamericanos, Vientos Patagónicos y Nordex celebraron una adenda III al “Contrato EPC” de los Proyectos, en virtud del cual Nordex reanudó sus prestaciones contractuales suspendidas, se acordaron nuevas fechas contractuales para el “*Final Take Over*” de ambos proyectos. Asimismo, en el mes de diciembre de 2019 se produjo el primer desembolso por la entidad prestamista KfW bajo los acuerdos de financiación precedentemente referidos.

En relación con la pandemia originada por el COVID-19, las medidas implementadas por el Poder Ejecutivo Nacional y por el Gobierno de la provincia de Chubut, provocaron la suspensión total de las obras de construcción del proyecto en fecha 20 de marzo de 2020. Si bien las obras se reanudaron en fecha 13 de abril de 2020, las medidas generaron un atraso por parte de Nordex en el plazo de construcción del proyecto.

Bajo los PPAs, Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., se comprometieron como Fecha de Habilitación Comercial de sus respectivos proyectos el 2 de abril de 2020. Sin embargo, las sociedades mencionadas no lograron alcanzar ese hito en los plazos comprometidos bajo el respectivo PPA, en razón de las demoras existentes en el proceso de construcción y puesta en marcha de los proyectos.

Al no alcanzarse la Fecha de Habilitación Comercial comprometida en alguno de los proyectos, CAMMESA podría pretender la aplicación, a la entidad incumplidora, de la multa contemplada en el Artículo 13.2 de los PPAs, 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.

A la fecha del presente Prospecto, los asesores legales de las Sociedades mencionadas consideran que, en caso de concretarse la aplicación de la multa por parte de CAMMESA, las mismas cuentan con los argumentos suficientes para conseguir que la misma sea desestimada o sea revertida.

Asimismo, una nueva Ley vigente en la Provincia del Chubut a partir del 27 de diciembre de 2019, amplió el ejido municipal de Puerto Madryn y sometió, en consecuencia, la actividad del proyecto a las disposiciones del Código Tributario Municipal. En abril del 2020, mediante la Ordenanza N°11.349, la Municipalidad de Puerto Madryn

estableció tasas para la actividad de generación de energía renovable y la construcción de obras de generación de energía renovable dentro del ejido municipal. A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad ha hecho una presentación ante CAMMESA, solicitando una revisión del precio del PPA para compensar las tarifas, en caso de que las tasas fueren consideradas válidas.

Proyecto “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 83,2 MW de potencia. La Emisora estima que este proyecto tendrá un costo aproximado de US\$113 millones y que se ha comprometido a alcanzar el inicio de la operación comercial 671 días desde la fecha de firma del PPA correspondiente. El 26 de junio de 2018, la Emisora celebró un PPA denominado en dólares a 20 años con CAMMESA por la totalidad de la capacidad instalada del parque eólico Chubut Norte IV sobre la base del modelo de PPA incluido en la Resolución N°275-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 de US\$20,7 como garantía de las obligaciones de la Emisora bajo el PPA.

El proyecto eólico Chubut Norte IV es aledaño del proyecto eólico Chubut III y comparte el mismo acceso de la Ruta Nacional N°3. Del mismo modo, se ha escriturado la compra de 1.696 hectáreas. La Emisora será la empresa operadora y brindará los servicios de gerenciamiento durante la etapa de construcción.

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, una vez que esté en pleno funcionamiento, el proyecto eólico Chubut Norte IV podría alcanzar un factor de carga del 53,3%, con P50 en un período de veinte años. Este proyecto también ampliará la subestación Chubut Norte 33/132 kV ubicada dentro del predio y ampliará la conexión al SADI a través de una línea de 132/500 kV con la estación transformadora Puerto Madryn 132kV de TRANSENER.

El 13 de agosto de 2018, Genneia Vientos Sudamericanos S.A. 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.

El 15 de julio de 2019, Genneia Vientos Sudamericanos S.A. y Genneia Vientos Patagónicos S.A., suscribieron los contratos para el financiamiento, sin recurso contra la Emisora, para la construcción y puesta en operación comercial de los parques eólicos “Chubut Norte III” y “Chubut Norte IV” con KREDITANSTALT FÜR WIEDERAUFBAU, KfW IPEX-BANK GMBH (“KfW”), por un total de US\$131 millones, que combina un préstamo por el plazo de construcción más 15 años proporcionado por KfW y garantizado por Euler Hermes (agencia de crédito de exportación de la República Federal de Alemania) a través de un seguro de crédito integral (que proporciona el 95% de cobertura).

Con fecha 16 de julio de 2019, la Emisora y su subsidiaria MyC Energía S.A. acordaron la transferencia a Pan American Fuego S.A., subsidiaria de Pan American Energy S.L., del 49% de la participación accionaria de Genneia Vientos Patagónicos S.A. y de Genneia Vientos Sudamericanos S.A. para el desarrollo conjunto de dos proyectos de generación eólica próximos a la ciudad de Puerto Madryn, provincia de Chubut, denominados Chubut Norte III y IV. Asimismo, con fecha 26 de agosto de 2019, se perfeccionó la transferencia de las acciones.

A partir de los controles cambiarios establecidos por el BCRA que iniciaron el 1 de septiembre de 2019, KfW suspendió los desembolsos bajo los acuerdos de financiación precedentemente referidos, hasta tanto se establecieran normas complementarias y aclaratorias por parte del BCRA que, a satisfacción de KfW y Euler Hermes, permitan un adecuado flujo de fondos (desembolsos y su repago) en los términos y condiciones previstos en los acuerdos de financiamiento, como así también un adecuado funcionamiento de las estructuras de garantías ya constituidas (principalmente, constitución de cuentas de reserva en moneda extranjera). Dicha suspensión de

desembolsos forzosamente conllevó una suspensión de pagos a Nordex bajo el acuerdo EPC, dada la íntima conexidad existente entre el acuerdo EPC y los acuerdos de financiamiento; y a su vez, llevó a una suspensión por Nordex de sus tareas de construcción de los parques eólicos a partir del 1 de noviembre de 2019. En tal sentido, con fecha 26 de noviembre de 2019 se celebró una Adenda al acuerdo de EPC con Nordex con el objetivo de reanudar las tareas de construcción, que implicó, entre otras cosas, el reconocimiento de sobrecostos incurridos durante el plazo de construcción y un cambio en el plazo originalmente pactado para la terminación de la obra de los parques eólicos.

El 26 de noviembre de 2019, Vientos Sudamericanos, Vientos Patagónicos y Nordex celebraron una adenda III al “Contrato EPC” de los Proyectos, en virtud del cual Nordex reanudó sus prestaciones contractuales suspendidas, se acordaron nuevas fechas contractuales para el “*Final Take Over*” de ambos proyectos. Asimismo, en el mes de diciembre de 2019 se produjo el primer desembolso por la entidad prestamista KFW bajo los acuerdos de financiación precedentemente referidos.

En relación con la pandemia originada por el COVID-19, las medidas implementadas por el Poder Ejecutivo Nacional y por el Gobierno de la provincia de Chubut, provocaron la suspensión total de las obras de construcción del proyecto en fecha 20 de marzo de 2020. Si bien las obras se reanudaron en fecha 13 de abril de 2020, las medidas generaron un atraso por parte de Nordex en el plazo de construcción del proyecto.

Bajo los PPAs, Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., se comprometieron como Fecha de Habilitación Comercial de sus respectivos proyectos el 2 de abril de 2020. Sin embargo, las sociedades mencionadas no lograron alcanzar ese hito en los plazos comprometidos bajo el respectivo PPA, en razón de las demoras existentes en el proceso de construcción y puesta en marcha de los proyectos.

Al no alcanzarse la Fecha de Habilitación Comercial comprometida en alguno de los proyectos, CAMMESA podría pretender la aplicación, a la entidad incumplidora, de la multa contemplada en el Artículo 13.2 de los PPAs, 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.

A la fecha del presente Prospecto, los asesores legales de las Sociedades mencionadas consideran que, en caso de concretarse la aplicación de la multa por parte de CAMMESA, las mismas cuentan con los argumentos suficientes para conseguir que la misma sea desestimada o sea revertida.

Asimismo, una nueva Ley vigente en la Provincia del Chubut a partir del 27 de diciembre de 2019, amplió el ejido municipal de Puerto Madryn y sometió, en consecuencia, la actividad del proyecto a las disposiciones del Código Tributario Municipal. En abril del 2020, mediante la Ordenanza N°11.349, la Municipalidad de Puerto Madryn estableció tasas para la actividad de generación de energía renovable y la construcción de obras de generación de energía renovable dentro del ejido municipal. A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad ha hecho una presentación ante CAMMESA, solicitando una revisión del precio del PPA para compensar las tarifas, en caso de que las tasas fueren consideradas válidas.

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 entregará a CAMMESA seguros de caución por la suma total de US\$4,7 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, 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.

COMPROMISOS BAJO EL “ACUERDO MARCO” CON LA SEN

Con fecha 18 de abril de 2012, la Emisora celebró con la SEN un “acuerdo marco” para la renovación de los contratos en relación con Energía Distribuida I y Energía Distribuida II, en virtud del cual se asumió la obligación de desarrollar y operar una o más centrales de generación de energía eléctrica por una capacidad instalada total de 200 MW, en un plazo de 7 años, es decir, antes del 18 de abril de 2019. A fin de garantizar parcialmente el financiamiento de la inversión en activos de capital a ser realizada por la Emisora en el marco del proyecto comprometido, la Emisora y la SEN acordaron bajo el Acuerdo Marco constituir una cuenta de depósito en garantía segregada a la Emisora, administrada por CAMMESA y la Emisora de manera conjunta, y financiada con una parte de los cargos por capacidad en firme en virtud de los PPA celebrados por la Emisora con CAMMESA con relación a las siete centrales térmicas conectadas al SADI (“CARFON”).

Con fecha 9 de noviembre de 2015, la Emisora y la SEN suscribieron una adenda al “acuerdo marco”, de tal forma que el compromiso de la Emisora mencionado previamente sea cumplido, ya sea mediante la instalación de nuevas centrales de fuente térmica, o alternatively (en forma total o proporcional), mediante la instalación de una o más nuevas centrales de fuente eólica y pudiendo destinar la Emisora a tales fines, las sumas acumuladas en el CARFON. Conforme al Acuerdo Marco, CARFON se financia practicando las siguientes deducciones de los cargos por capacidad en firme en virtud de los PPA de la Emisora con CAMMESA para cada una de las centrales térmicas conectadas al SADI:

Primeros tres años (computados a partir de las respectivas fechas de entrada en vigencia)	Cuarto año (US\$ por MWm)	Quinto año hasta la caducidad del plazo
1.700	3.400	5.100

El 9 de agosto de 2018 la Emisora suscribió con la SEN una nueva adenda al “acuerdo marco”, cuyos términos y condiciones son los siguientes: (i) los fondos del CARFON acumulados bajo el Acuerdo Marco hasta la fecha de firma de la Adenda, serán aplicados: (i) en primer lugar, al reembolso de las inversiones realizadas por la Emisora para la construcción del Parque Eólico Rawson III y a ser debidamente acreditadas a CAMMESA; y (ii) en segundo lugar, a cubrir las erogaciones realizadas por la Emisora para el desarrollo de las nuevas centrales renovables para el Mercado a Término de Energías Renovables (“MATER”), a saber, los parques eólicos Villalonga II, Pomona II, Chubut Norte II y/o cualquier otro proyecto para la generación de energía eléctrica a ser comercializada en el MATER o en el Mercado “Spot” (“Nuevas Centrales para el MATER”); y (II) una vez cumplida la habilitación comercial de los 200 MW en el plazo comprometido, se producirá el cierre del CARFON cuando ocurra lo primero entre (i) el vencimiento en el mes de junio de 2021 del plazo de vigencia del contrato de abastecimiento MEM celebrado en virtud del Acuerdo Marco en relación a Bragado I, o (ii) aquella fecha anterior en que la Emisora acredite, y obtenga la aprobación de CAMMESA, que la suma de las inversiones realizadas en el parque eólico

Rawson III y las Nuevas Centrales para el MATER alcanzaron el equivalente al monto máximo de fondos que pueden ser retenidos en el CARFON.

Con fecha 10 de enero de 2019, la Emisora notificó a CAMMESA el cumplimiento del compromiso de habilitación comercial de nuevas centrales por 200 MW asumido en el “acuerdo marco”. A la fecha del presente Prospecto, la Emisora recibió reembolsos de los fondos retenidos en el CARFON por la suma aproximada de US\$62 millones. Si la Emisora no lograre acreditar, antes del 15 de junio de 2021, que las inversiones realizadas en las Nuevas Centrales Renovables para el MATER alcanzan el equivalente al monto máximo de fondos que pueden ser retenidos en el CARFON (US\$ 70 millones), la Emisora podría perder los fondos retenidos por CAMMESA en la cuenta custodia a dicha fecha, respecto de los cuales la Emisora no hubiera acreditado dentro del plazo estipulado las inversiones realizadas en las centrales renovables para el MATER, lo que podrá tener un efecto adverso significativo sobre su situación patrimonial y los resultados de sus operaciones. Asimismo, como el porcentaje de cargos por capacidad en firme retenido aumenta a lo largo del tiempo, cuanto más tarde la Emisora en cumplir sus compromisos bajo el “acuerdo marco”, mayor será la porción de sus ingresos derivados de sus PPA para sus centrales térmicas a ser retenido en la cuenta custodia, lo que también podría afectar negativamente los resultados de sus operaciones.

CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La mayoría de los ingresos de la Emisora provenientes de las actividades de generación de energía se derivan de la venta de capacidad firme procedente de las centrales térmicas de la Emisora y de la electricidad efectivamente suministrada por sus parques eólicos y centrales térmicas en virtud de PPAs celebrados con CAMMESA y IEASA. Además, la Emisora suscribió contratos con los siguientes usuarios privados indicados debajo, los cuales tienen cláusula “*take or pay*”.

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

La Emisora también cuenta con PPAs firmados con usuarios privados. En septiembre de 2016, la Emisora celebró un PPA privado con Loma Negra, por aproximadamente el 60% de la capacidad del parque eólico Rawson III. 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, y otros 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. Recientemente, en agosto y septiembre de 2019, la Emisora suscribió un PPA con Royal Canin S.A. y otro con Compañía de Alimentos Fargo S.A. (ambos usuarios privados en Argentina) para entregar energía desde cualquiera de sus parques eólicos que no están sujetos a otros PPAs (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II, entre otros). Los PPAs tienen una vigencia de 15 años y representan el 100% del consumo de energía para ambas compañías.

En junio de 2018, celebró un PPA con Banco Macro S.A., por la capacidad restante del parque eólico Rawson III y otro PPA por 20 años con Meranol S.A.C.I. a ser suministrado a través de cualquiera de los parques eólicos no sujetos a PPAs; y en septiembre y diciembre de 2018, la Emisora celebró dos PPAs con usuarios privados, uno con Curtiembre Arlei S.A. y el otro con Bemis Argentina S.A.U., ambos a ser suministrados por cualquiera de sus parques eólicos no sujetos a otros PPAs. Recientemente, en agosto y septiembre de 2019, la Emisora suscribió un PPA con Royal Canin S.A. y otro con Compañía de Alimentos Fargo S.A. (ambos usuarios privados en Argentina) para entregar energía desde cualquiera de sus parques eólicos que no están sujetos a otros PPAs (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II, entre otros). Los PPAs tienen una vigencia de 15 años y representan el 100% del consumo de energía para ambas compañías.

En virtud de los PPA correspondientes al parque eólico Rawson I y II, la Emisora tiene derecho a recibir pagos por US\$128,70 y US\$124,20 por MWh, respectivamente, por la energía eléctrica que efectivamente entrega en virtud de dichos PPA, pero no tiene derecho a recibir tarifas por capacidad en firme. De conformidad con el Contrato de Compra de Energía Eléctrica o PPA para el parque eólico Rawson III celebrado con Loma Negra, la Emisora tendrá derecho a recibir pagos por la suma de US\$77,00 por MWh por la energía eléctrica entregada, si bien no tendrá derecho a recibir ningún pago por capacidad en firme.

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

De conformidad con el PPA para el Parque Eólico Trelew vigente entre IEASA como compradora y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. como parte vendedora, la Emisora tiene derecho a recibir pagos por la suma de US\$127,01 por MWh por la energía eléctrica entregada pero no tiene derecho a recibir tarifas por capacidad en firme. Según lo acordado en el PPA correspondiente a las centrales solares fotovoltaicas Ullum, la Emisora tiene derecho a recibir los siguientes pagos: Ullum 1: US\$53,73 por MWh de electricidad entregada; Ullum 2: US\$55,23 por MWh de electricidad entregada; y Ullum 3: US\$57,63 por MWh de electricidad entregada.

Bajo los Contratos de Compra de Energía Eléctrica o PPA para centrales térmicas operativas con CAMMESA, la Emisora tiene derecho a percibir tarifas por capacidad en firme por la suma de US\$21.275 por MWm por poner sus activos de generación a disposición del SADI (con excepción de los PPA para Bragado II y Bragado III). La Emisora también tiene derecho a recibir pagos para compensar sus gastos operativos y de mantenimiento variables, que oscilan entre US\$7,45 y US\$10,00 por MW por la electricidad efectivamente generada por sus centrales mediante el uso de gas natural y entre US\$10,15 y US\$14,90 por MW por la electricidad efectivamente generada mediante el uso de gasoil. De conformidad con los Contratos de Compra de Energía Eléctrica, CAMMESA tiene la opción de proporcionar a la Emisora la totalidad del combustible requerido para alimentar sus centrales térmicas. No obstante, de conformidad con la resolución de la SEN, CAMMESA tiene a su cargo actualmente la administración y el suministro de la totalidad de los combustibles requeridos para operar las centrales térmicas de la Emisora y, desde el mes de junio de 2014, CAMMESA le ha suministrado el gas natural y el gasoil necesarios para operar sus centrales térmicas. En el supuesto de que la Emisora tuviera que comprar gas natural o gasoil, ésta podría trasladar sus costos a CAMMESA. Bajo los Contratos de Compra de Energía Eléctrica correspondientes a sus centrales térmicas, la Emisora puede solicitar el traslado de aumentos en los costos (incluso como consecuencia de la mayor inflación) en los que la Emisora pueda incurrir a los fines de operar y mantener sus centrales y asimismo generar electricidad en base a un proceso en el cual, cada seis meses, informe a CAMMESA acerca de sus costos actualizados y solicite un ajuste, con posterioridad al cual CAMMESA puede otorgar o no aprobación en consulta con la SEN. Los dos nuevos Contratos de Compra de Energía Eléctrica correspondientes a las centrales térmicas Bragado II y Bragado III de la Emisora contemplan términos sustancialmente similares, con una tarifa por capacidad en firme combinada que promedia los US\$22.000 por MWm y tarifas por compensación de gastos de US\$7,45 por MWh y US\$10,15 por MWh, dependiendo del uso del gas natural o gasoil.

A la fecha de este Prospecto, se terminó la vigencia de los PPAs que tenía la Emisora con respecto a la central térmica Paraná, Olavarría, Concepción del Uruguay y Las Armas I, que se encuentra bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base. Dichas centrales operan bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base con CAMMESA. Para más información véase “Marco regulatorio del negocio de la emisora - Régimen de remuneración - Esquema de remuneración actual: Resolución 1/2019”.

Al 31 de diciembre de 2019, la duración remanente estimada promedio ponderada de los PPA de la Emisora correspondientes a sus parques eólicos operativos es de 16,5 años y 17,1 años, incluyendo los PPA con relación a sus proyectos de expansión de parques eólicos. No obstante, la duración promedio ponderada de los PPA correspondientes a los parques eólicos de la Emisora puede verse afectada por la fecha de vencimiento de sus PPA correspondientes a los parques eólicos Rawson I y II y Trelew. La fecha de extinción de estos dos PPA será la primera de las siguientes fechas: ya sea quince años con posterioridad a la fecha de operación comercial o el despacho de la cantidad máxima de energía que IEASA se comprometió a comprar. En base a las cantidades

históricas de energía adquirida por IEASA, la Emisora espera alcanzar antes del decimoquinto año la cantidad máxima de energía que IEASA se comprometió a comprar. A la fecha del presente Prospecto, la duración remanente promedio ponderada de los PPA de la Emisora correspondientes a sus centrales térmicas operativas es de 4,9 años, incluyendo los PPA suscriptos respecto de su proyecto de expansión de su central térmica. Tanto en los proyectos de ampliación de parques eólicos como en el proyecto de ampliación de la central térmica de la Emisora, la vida promedio ponderada estimada restante se calcula desde la fecha estimada de inicio de operación comercial.

La siguiente tabla resume los principales términos y condiciones de los PPAs vigentes de la Emisora.

	Estado	Capacidad instalada (MW) ⁽¹⁾	Capacidad contratada (%/MW) ⁽²⁾	Tarifas por capacidad en firme (€/d) ⁽³⁾	Factor de disponibilidad requerido (€/d) ⁽⁴⁾	Reintegro de gastos por electricidad entregada (€/d) ⁽⁵⁾	Tarifas por electricidad entregada (€/d)	Fecha de vencimiento	Contraparte
Parques Eólicos:									
Rawson I	Operativo	52,50	100%	N/A	N/A	N/A	128,70	01/2027 ⁽¹⁰⁾	IEASA
Rawson II	Operativo	31,15	100%	N/A	N/A	N/A	124,20	01/2027 ⁽¹⁰⁾	IEASA
Trelew	Operativo	51,00	100%	N/A	N/A	N/A	127,01	08/2028 ⁽¹⁰⁾	IEASA
Rawson III ⁽⁶⁾	Operativo	25,05	100%	N/A	N/A	N/A		12/2037	Privados
Villalonga II	Operativo	3,45	100%	N/A	N/A	N/A		12/2037 ⁽⁸⁾	Privados
Pomona II	Operativo	11,70	100%	N/A	N/A	N/A		04/2028 ⁽⁸⁾	Privados
Chubut Norte II	En Construcción	26,28	100%	N/A	N/A	N/A		07/2028 ⁽⁸⁾	Privados
								07/2038 ⁽⁹⁾	
								12/2033 ⁽⁹⁾	
								01/2034 ⁽⁹⁾	
Madryn I	Operativo	71,10	100%	N/A	N/A	N/A	76,23	11/2038	CAMMESA
Villalonga I	Operativo	51,75	100%	N/A	N/A	N/A	54,96	12/2038	CAMMESA
Chubut Norte I	Operativo	28,80	100%	N/A	N/A	N/A	66,00	12/2038	CAMMESA
Madryn II	Operativo	151,2	100%	N/A	N/A	N/A	76,23	09/2039	CAMMESA
Chubut Norte III	En Construcción	57,66	100%	N/A	N/A	N/A	38,90	04/2040	CAMMESA
Chubut Norte IV	En Construcción	83,22	100%	N/A	N/A	N/A	38,90	04/2040	CAMMESA
Pomona I	Operativo	101,40	100%	N/A	N/A	N/A	54,88	07/2039	CAMMESA
Necochea	En Construcción	37,95	100%	N/A	N/A	N/A	55,50	02/2040	CAMMESA
Centrales Térmicas									
Las Armas II	Operativo	24,00	24,4	21.275	92%	7,5/10,23	N/A	01/2021	CAMMESA
Bragado I	Operativo	50,00	49,1	21.275	92%	7,45/10,15	N/A	06/2021	CAMMESA
Bragado II	Operativo	58,00	59,2	25.000	N/A	7,45/10,15	N/A	02/2027	CAMMESA
Bragado III	Operativo	60,30	59,2	19.000	N/A	7,45/10,15	N/A	05/2027	CAMMESA
Plantas de energía solar									
Ullum 1 ⁽¹¹⁾	Operativo	25,00	100%	N/A	N/A	N/A	53,73	12/2038	CAMMESA
Ullum 2 ⁽¹¹⁾	Operativo	25,00	100%	N/A	N/A	N/A	55,73	12/2038	CAMMESA
Ullum 3 ⁽¹¹⁾	Operativo	32,00	100%	N/A	N/A	N/A	57,73	12/2038	CAMMESA
Plantas de Biomasa									
La Florida	Adj	19,00	100%	N/A	N/A	N/A	106,73	11/2041	CAMMESA

Notas:

- (1) Al 31 de diciembre de 2019.
- (2) Con respecto a los parques eólicos de la Emisora, la capacidad contratada se calcula como porcentaje de la capacidad instalada. Con respecto a las centrales térmicas de la Emisora, la capacidad contratada se calcula en MW.
- (3) Los PPA para parques eólicos no proporcionan tarifas por capacidad en firme ni factor de disponibilidad requerido.
- (4) En US\$ por MWm a menos que se indique lo contrario.
- (5) Las tarifas por capacidad en firme se encuentran sujetas a los factores de disponibilidad establecidos en el presente. En el supuesto de reducción del factor de disponibilidad, los pagos por capacidad en firme serán reducidos asimismo en forma acorde y se impondrán penalidades, conforme a lo establecido en el PPA correspondiente.
- (6) Los PPA de la Emisora correspondientes a centrales térmicas establecen distintas tarifas dependiendo del combustible que se utilice para la alimentación de las turbinas (es decir, gas natural o gasoil). Las tarifas separadas por medio de una barra se refieren a tarifas para la generación por medio de combustión con gas natural y generación por medio de combustión con gasoil, respectivamente.
- (7) En US\$ por MWh a menos que se indique lo contrario.
- (8) En septiembre de 2016 celebramos un PPA con Loma Negra C.I.A.S.A., el primer PPA con un usuario privado en argentina por aproximadamente el 60% de la capacidad instalada en el parque eólico Rawson III. En abril de 2018 celebramos un PPA por 10 años, en dólares, con Oroplata por aproximadamente el 40% de la capacidad instalada restante del parque eólico Rawson III. En junio de 2018, celebramos un PPA con Banco Macro por la restante capacidad instalada restante del parque eólico Rawson III.
- (9) En junio de 2018, celebramos un PPA con Meranol S.A.C.I. para suministrarles energía de nuestros parques eólicos no sujetos a PPAs. En septiembre de 2018 celebramos un PPA con Curtiembre Arlei S.A. para proveerle energía de cualquiera de nuestros parques eólicos no sujetos a PPAs. En diciembre de 2018 celebramos un PPA con Bmeis Argentina S.A.U. para proveerle energía de cualquiera de nuestros parques eólicos no sujetos a 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
- (10) El vencimiento de los PPAs para los parques eólicos Rawson I y II y Trelew será (i) 15 años después de la operación comercial de cada parque o (ii) el envío del máximo de energía que IEASA se comprometió a adquirir, lo que ocurra primero.
- (11) La Emisora celebró tres PPA con CAMMESA para energía solar. Los PPA cubren el 100% de la capacidad instalada de nuestras Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum.

Contratos de Compra de Energía Eléctrica correspondientes a los parques eólicos Rawson I y II

Los dos PPA celebrados con IEASA con relación a los parques eólicos Rawson I y II se extinguirán en la primera de las siguientes fechas: (i) quince años (plazo que puede ser extendido por IEASA por 18 meses más) con posterioridad a la fecha en que la primera unidad generadora fue puesta en funcionamiento y certificada por CAMMESA y el ENRE, y (ii) el despacho efectivo de la cantidad máxima de energía que IEASA se comprometió a comprar (2.400 GWh respecto a Rawson I y 1.425 GWh respecto de Rawson II). Estos PPA también pueden extinguirse si, por cualquier causa, se produce la extinción del acuerdo MEM subyacente. Conforme a lo requerido por el pliego emitido por IEASA con relación a este proyecto, la Emisora entregó a IEASA garantías de cumplimiento de los PPA por un monto total de US\$12,6 millones.

A continuación, se describe un resumen de las principales condiciones de los PPA celebrados con IEASA en relación al parque eólico Rawson:

- La Emisora tiene la obligación de operar y mantener los parques eólicos en la forma prevista en dichos contratos y vender electricidad a IEASA cuando sea despachada por CAMMESA, en calidad de coordinadora del despacho de electricidad.
- En virtud de estos PPA, la Emisora tiene derecho a percibir pagos por la electricidad efectivamente despachada por ésta por un monto en dólares estadounidenses por MWh. No obstante, dado que la electricidad generada por el parque eólico Rawson se beneficia por la prioridad de despacho establecida por el actual marco regulatorio, la Emisora no tiene derecho a recibir cargos por capacidad en firme, conforme es habitual en proyectos de energía eólica.
- IEASA no posee obligaciones de compra en firme (“take or pay”) y, por ende, no está obligada a comprar un volumen mínimo de electricidad generada por la Emisora. Asimismo, IEASA se encuentra obligada solamente a comprar hasta una cantidad máxima de energía efectivamente entregada al SADI (2.400 GWh del parque eólico Rawson I y 1.425 GWh del parque eólico Rawson II).
- La energía eléctrica efectivamente entregada es compensada mediante el cobro de un cargo denominado en dólares por MWh, equivalente a US\$128,70 para Rawson I y a US\$124,20 para Rawson II.
- En caso de que los costos de operación o mantenimiento de la Emisora aumenten debido a la inflación u otros factores, la Emisora no podrá trasladar a IEASA dichos aumentos de costos.
- Los montos pagaderos a la Emisora bajo estos PPA están denominados en dólares estadounidenses y son pagaderos en pesos al tipo de cambio de referencia mayorista publicado por el Banco Central de conformidad con la Comunicación “A” 3500, calculado el día hábil inmediatamente anterior a la fecha de vencimiento de la obligación de pago de CAMMESA a IEASA.
- Cada uno de estos PPA establece un plazo de vigencia de quince años (el cual podrá ser extendido por IEASA por 18 meses más), así como su vencimiento en caso de que se alcancen ciertas cantidades máximas de ventas de energía a lo largo del plazo de vigencia de los PPA (2.400 GWh para Rawson I y 1.425 GWh para Rawson II).
- Dado que IEASA cedió a la Emisora sus derechos a recibir pagos en virtud de los Contratos MEM, que sustentan cada uno de sus PPA con IEASA, la Emisora recibe los pagos en virtud de estos PPA directamente de CAMMESA. Sin embargo, IEASA sigue siendo responsable por dichos pagos si CAMMESA no paga y ciertas condiciones no son cumplidas.

- Por acuerdo de las partes, ante el acaecimiento de un evento de fuerza mayor (de acuerdo a la definición del Código Civil y Comercial de la Nación), cualquier parte puede suspender sus obligaciones hasta que dicho evento haya cesado.
- IEASA tiene derecho a aplicar sanciones pecuniarias bajo ciertas circunstancias. En caso de que las sanciones aplicadas por IEASA superen el 15% del monto total del PPA, IEASA tiene derecho a rescindir el PPA correspondiente, previa notificación por escrito a la Emisora.

Contratos de Compra de Energía Eléctrica correspondiente al parque eólico Rawson III

Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Loma Negra

La Emisora celebró un PPA con Loma Negra en Argentina, en el marco del proyecto de ampliación del parque eólico Rawson III. La vigencia de este PPA finaliza el 31 de diciembre de 2037. El siguiente es un resumen de sus principales términos y condiciones:

- La Emisora se obliga a entregar hasta 60.000 MWh por año de la electricidad generada a partir de fuentes renovables y el usuario se obliga a adquirir esa electricidad.
- El usuario privado pagará la suma de US\$77 por MWh (más impuestos), bajo la modalidad de compra en firme (“*take or pay*”), en contraprestación por el 100% de la energía eléctrica efectivamente entregada, con independencia de su consumo real, y en la medida de que no exceda los 60.000 MWh/año. Cuando la Emisora haya entregado un 90% de los 60.000 MWh/año acordados, deberá informar al usuario industrial que ha llegado a dicha cantidad, y el usuario estará habilitado, en ese momento, a comprar a la Emisora energía adicional generada por el 60% de la capacidad instalada en el Parque Eólico Rawson III.
- La cantidad anual de energía estipulada en el PPA (60.000 MW/h/año) corresponde a la cantidad máxima. Por consiguiente, el usuario privado no está obligado a tomar o pagar cantidades excedentes a dicha cifra.
- Las sumas que la Emisora tiene derecho a cobrar en virtud de este PPA están denominadas en dólares estadounidenses y son pagaderas en pesos al tipo de cambio vendedor para remesas publicado por el Banco de la Nación Argentina o, en caso de que dicho tipo de cambio no se encuentre disponible, al tipo de cambio de referencia mayorista publicado por el Banco Central de la República Argentina conforme a su Comunicación “A” 3500 o, en su defecto, al tipo de cambio informado por el Mercado Abierto Electrónico; en todos los casos, se calculará en el día hábil inmediatamente anterior a la fecha efectiva de pago.
- Ante el acaecimiento de un evento de fuerza mayor (según se define el término en el Código Civil y Comercial de la Nación), cada una de las partes tiene derecho a suspender el cumplimiento de este contrato hasta que finalice el evento de fuerza mayor. Si una suspensión puntual se prolonga por más de 90 días, o varias suspensiones se prolongan por más de 180 días en total, el contrato podrá ser rescindido por cualquiera de las partes, en la medida en que la misma no se encuentre en situación de incumplimiento. Las condiciones que incidan en el viento no serán consideradas, bajo ninguna circunstancia, como un evento de fuerza mayor.
- El contrato establece sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a efectuar en el supuesto de rescisión anticipada. El monto de los pagos por rescisión varía según el momento en el que se produzca la rescisión, pudiendo ascender a US\$15,8 millones, en el supuesto de rescisión por parte de la Emisora por incumplimientos atribuibles al usuario privado. El monto del pago por rescisión por parte del usuario privado a causa de un incumplimiento atribuible a la Emisora es de US\$3,6 millones, más la multa que resultaría aplicable al usuario industrial conforme al Programa de Energía Renovable al producirse la rescisión, si la Emisora omitiese despachar 30.000 MW/h/año.

En forma adicional, la Emisora ha celebrado un nuevo PPA con Loma Negra, en relación al parque eólico Rawson III, con respecto a la potencia generada por la Emisora que exceda la energía producida por el PPA con Oroplata (que se detalla a continuación) y el arriba mencionado PPA con Loma Negra. El PPA expira el 31 de enero de 2020. Sus principales términos y condiciones son los siguientes:

- La Emisora tiene la obligación de poner a disposición la totalidad o parte de la electricidad generada por el parque eólico Rawson III, siempre que la energía generada no se vea comprometida por otros contratos con mayor prioridad.
- El usuario industrial pagará mensualmente un importe resultante de multiplicar el precio de la energía entregada (que es el precio de referencia MEM multiplicado por 0,95) por la cantidad de energía efectivamente entregada en cada mes calendario.
- Los montos pagaderos bajo el PPA, están denominados en pesos y serán pagaderos en pesos.

Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Oroplata S.A.

La Emisora celebró un PPA con Oroplata S.A. en Argentina, en el marco del proyecto de ampliación del parque eólico Rawson III. La vigencia de este PPA finaliza el 30 de abril de 2028. El siguiente es un resumen de sus principales términos y condiciones:

- La Emisora se obliga a entregar hasta 38.000 MWh por año de la electricidad generada a partir de fuentes renovables y el usuario se obliga a adquirir esa electricidad.
- El usuario privado pagará, bajo la modalidad de compra en firme (“*take or pay*”), por el 90% de la electricidad efectivamente entregada, independientemente del consumo real.
- La cantidad anual de energía estipulada en el PPA (38.000 MW/h/año) corresponde a la cantidad máxima. Por consiguiente, el usuario privado no está obligado a tomar o pagar cantidades excedentes al 90%.
- Las sumas que la Emisora tiene derecho a cobrar en virtud de este PPA están denominadas en dólares estadounidenses y son pagaderas en pesos al tipo de cambio vendedor para remesas publicado por el Banco de la Nación Argentina o, en su defecto, al tipo de cambio de referencia mayorista publicado por el Banco Central de la República Argentina conforme a su Comunicación “A” 3500 o, en su defecto, al tipo de cambio informado por el Mercado Abierto Electrónico; en todos los casos, calculado el día hábil inmediatamente anterior a la fecha efectiva de pago.
- Ante el acaecimiento de un evento de fuerza mayor (según se define el término en el Código Civil y Comercial de la Nación), cada una de las partes tiene derecho a suspender el cumplimiento de este contrato hasta que finalice el evento de fuerza mayor. Si una suspensión puntual se prolonga por más de 90 días, o varias suspensiones se prolongan por más de 180 días en total, el contrato podrá ser rescindido por cualquiera de las partes, en la medida en que la misma no se encuentre en situación de incumplimiento.
- El contrato establece sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a efectuar en el supuesto de rescisión anticipada. El monto de los pagos por rescisión varía según el momento en el que se produzca la rescisión, pudiendo ascender a US\$6,16 millones, en el supuesto de rescisión por parte de la Emisora por incumplimientos atribuibles al usuario privado. El monto del pago por rescisión por parte del usuario privado a causa de un incumplimiento atribuible a la Emisora es de US\$3,6 millones, más la multa que resultaría aplicable al usuario industrial conforme al Programa de Energía Renovable al producirse la rescisión, si la Emisora omitiese despachar 38.000 MW/h/año.

Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Banco Macro S.A.

La Emisora celebró un PPA con Banco Macro S.A. en Argentina, en relación con el remanente de la capacidad instalada del parque eólico Rawson III. Este PPA expira el 31 de julio de 2028. A continuación, se detallan sus principales términos:

- La Emisora asume la obligación de proveer hasta 3.000 MWh/año de electricidad generada de fuentes renovables que el usuario adquirirá.
- El usuario privado pagará, en obligaciones de compra en firme, por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.
- El monto anual de energía establecido en el PPA (3.000 MWh/año) es un monto máximo. Por ello, el usuario privado no está obligado a tomar ni pagar un monto en exceso del 90% de aquel. Para el año 2018

exclusivamente, la energía anual será de 800 MWh, y para el año 2028 exclusivamente, la energía anual será de 1.800 MWh.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en dólares estadounidenses y serán pagaderos en dicha moneda o en pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación “A” 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.
- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.
- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía dependiendo del momento en el cual ocurra la terminación.

Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Meranol S.A.C.I.

La Emisora celebró un PPA con Meranol S.A.C.I. en Argentina, en relación a sus parques eólicos no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de julio de 2038. A continuación, se detallan algunos términos:

- El usuario privado pagará en obligaciones de compra en firme por 80% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.
- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en dólares estadounidenses y pagaderos en pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación “A” 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.
- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 120 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.
- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos varía según el momento en el que la terminación ocurre.
- La Emisora también podrá entregar el monto de energía acordada de cualquiera de sus parques eólicos operativos que no fueran adquiridos bajo el programa RenovAr y que no estén sujetos a PPAs con CAMMESA.

Adicionalmente, la Emisora ha celebrado un segundo PPA con prioridad de provisión a Meranol S.A.C.I. respecto a cualquiera de nuestros parques eólicos no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de julio de 2038. A continuación, se exponen sus principales términos:

- Tenemos la obligación de tener disponible todo o parte de la energía generada por cualquiera de nuestros parques eólicos no sujetos a otros PPAs siempre y cuando el poder generado no esté vinculado por otros contratos con prioridad de entrega de primer grado.
- El usuario privado abonará mensualmente un monto resultante de la multiplicación del precio de entrega de energía (que es el precio de energía WEM multiplicado por 0,95) por el monto de energía efectivamente entregada en cada mes calendario.

Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Curtiembre Arlei S.A.

La Emisora celebró un PPA con Curtiembre Arlei S.A. en Argentina, en relación a sus parques eólicos no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de diciembre de 2033. A continuación, se detallan sus principales términos:

- El usuario privado pagará en obligaciones de compra en firme por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.
- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en dólares estadounidenses y pagaderos en pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación “A” 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.
- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.
- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos puede dependerá del momento en el cual ocurra la terminación.
- La Emisora podrá entregar el monto de energía acordada de cualquiera de sus parques eólicos operativos que no fueran adquiridos bajo el programa RenovAr y que no estén sujetos a PPAs con CAMMESA.

Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Bemis Argentina S.A.U.

La Emisora celebró un PPA con Bemis Argentina S.A.U. en Argentina, en relación a sus parques eólicos no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de enero de 2034. A continuación, se detallan sus principales términos:

- El usuario privado pagará en obligaciones de compra en firme por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.
- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en dólares estadounidenses y pagaderos en pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación “A” 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.
- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.
- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos puede dependerá del momento en el que ocurra la terminación.
- La Emisora podrá entregar el monto de energía acordada de cualquiera de sus parques eólicos operativos que no fueran adquiridos bajo el programa RenovAr y que no estén sujetos a PPAs con CAMMESA.

Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Royal Canin S.A.

La Emisora celebró un PPA con Royal Canin S.A. en Argentina, en relación a sus parques eólicos no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de octubre de 2034. A continuación, se detallan sus principales términos:

- El usuario privado pagará en obligaciones de compra en firme por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.
- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en dólares estadounidenses y pagaderos en pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación “A” 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.
- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.
- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos puede dependerá del momento en el que ocurra la terminación.

La Emisora podrá entregar el monto de energía acordada de cualquiera de sus parques eólicos operativos que no fueran adquiridos bajo el programa RenovAr y que no estén sujetos a PPAs con CAMMESA (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II, entre otros).

Contrato de Compra de Energía Eléctrica con Compañía de Alimentos Fargo S.A.

La Emisora celebró un PPA con Compañía de Alimentos Fargo S.A. en Argentina, en relación a sus parques eólicos no sujetos a otros PPAs. Este PPA expira el 31 de diciembre de 2034. A continuación, se detallan sus principales términos:

- El usuario privado pagará en obligaciones de compra en firme por 90% de la electricidad efectivamente generada sin perjuicio de su efectivo consumo.
- Los montos pagaderos a la Emisora bajo este PPA, están denominados en dólares estadounidenses y pagaderos en pesos, conforme a la tasa de cambio al vendedor para transferencias bancarias reportada por el Banco de la Nación Argentina, y si esa tasa no es aplicable, conforme a la tasa de cambio mayorista reportada por el Banco Central bajo la Comunicación “A” 3500 o, si esta no está disponible, conforme a la tasa de cambio reportada por el Mercado Abierto Electrónico, y en todos los casos calculada al día hábil inmediatamente anterior al día de pago efectivo.
- En caso de evento de fuerza mayor (definido bajo el Código Civil y Comercial Argentino), cada una de las partes tiene permitido suspender su prestación hasta que el evento de fuerza mayor haya finalizado. Si una suspensión se extiende por más de 180 días ininterrumpidos, cualquier parte, siempre y cuando no estuviera en mora, puede terminar el contrato.

- El acuerdo dispone sanciones específicas en caso de incumplimiento y pagos específicos a ser realizados en caso de terminación temprana. El monto de dichos pagos puede dependerá del momento en el que ocurra la terminación.

La Emisora podrá entregar el monto de energía acordada de cualquiera de sus parques eólicos operativos que no fueran adquiridos bajo el programa RenovAr y que no estén sujetos a PPAs con CAMMESA (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II, entre otros).

Contrato de Compra de Energía Eléctrica para el Parque Eólico Trelew

De conformidad con el PPA celebrado con IEASA con relación al Parque Eólico Trelew la Emisora tiene derecho a recibir pagos por la suma de US\$127,01 por MWh por la energía eléctrica entregada pero no tiene derecho a recibir tarifas por la capacidad en firme. Se extinguirá en la primera de las siguientes fechas: (i) quince años (plazo que puede ser extendido por IEASA por 18 meses más) con posterioridad a la fecha en que la primera unidad generadora fue puesta en funcionamiento y certificada por CAMMESA y el ENRE, y (ii) el despacho efectivo de la cantidad máxima de energía que IEASA se comprometió a comprar (esto es, 2.600 GWh). Este PPA también puede extinguirse, si por cualquier razón, se produce la extinción del acuerdo MEM subyacente vigente entre IEASA y CAMMESA.

Los principales términos y condiciones de este PPA son similares al PPA correspondiente al parque eólico Rawson I y II, con excepción de los siguientes:

- La energía eléctrica efectivamente entregada es compensada mediante el cobro de un cargo denominado en dólares por MWh, equivalente a US\$127,01.
- IEASA solamente se encuentra obligada a comprar hasta un volumen de 2.600 GWh efectivamente entregado al SADI.

Contrato de Compra de Energía Eléctrica para el Parque Eólico Madryn

La Emisora ha celebrado dos PPA con CAMMESA en el marco del proyecto Parque Eólico Madryn. Dichos PPAs reemplazaron a los PPA celebrados con CAMMESA en virtud de la Resolución N°712/2009 de la SEN. La extinción de los PPAs tendrá lugar una vez transcurrido el plazo de veinte años contado a partir de la fecha en la que CAMMESA conceda la habilitación comercial para que el proyecto pueda comenzar a operar en el MEM (fecha de inicio de operación comercial), para el caso de Madryn I será el 24 de noviembre de 2038. La Emisora hizo entrega a CAMMESA de garantías de cumplimiento de los PPA por un valor total de US\$55 millones por el Proyecto Eólico Madryn.

El siguiente es un resumen de los principales términos y condiciones de los PPAs para el proyecto Parque Eólico Madryn:

- La Emisora tendrá la obligación de construir, operar y mantener el parque eólico en la forma prevista en dichos contratos y vender energía eléctrica a CAMMESA (que actúa en representación de los agentes del MEM).
- La Emisora comprometerá 220 MW de potencia.
- CAMMESA debe adquirir el total de la energía eléctrica generada por el proyecto y entregada por la Emisora en el punto de entrega convenido en los PPA.
- Conforme a estos PPA, la Emisora tendrá derecho a recibir (i) un pago por electricidad efectivamente despachada a precio base de US\$76,23 por MWh, y (ii) un ajuste anual adicional previsto en los PPA como porcentaje del precio por la electricidad efectivamente despachada.
- Todos los importes pagaderos a la Emisora en virtud de estos PPA serán denominados en dólares estadounidenses y son pagaderos en pesos al tipo de cambio vigente el día hábil inmediatamente anterior a la fecha de pago.
- Ante un evento de fuerza mayor (según la definición del Código Civil y Comercial de Argentina) la Emisora tendrá derecho a suspender el cumplimiento contractual hasta que finalice el caso de fuerza mayor.

- CAMMESA tendrá derecho a aplicar multas pecuniarias a la Emisora, o bien a rescindir el PPA si la Emisora incurre en alguno de los supuestos de incumplimiento estipulados en dicho contrato.
- Las obligaciones de CAMMESA en virtud de los PPA estarán garantizadas por el FODER, fondo en el que el Gobierno Argentino se ha constituido como fiduciante.
- Las obligaciones de pago del FODER se limitan a los fondos existentes en la cuenta de garantía de pago por energía en cada oportunidad.
- En caso que el FOC no sea cumplido, CAMMESA estará habilitada para imponer multas de US\$1.388 por MW comprometido por cada día de retraso.

A los fin de dar cumplimiento a las condiciones precedentes contempladas en la Resolución N° 202-E/2016, el 12 de diciembre de 2016, la Emisora celebró un contrato con Parque Eólico Loma Blanca I S.A., Parque Eólico Loma Blanca II S.A. y Parque Eólico Loma Blanca III S.A. (en su conjunto, “**Loma Blanca**”; todas ellas sociedades controladas por la empresa de origen chino Goldwind), según fuera modificado el 15 de septiembre de 2017, en relación con la construcción del sistema de interconexión de Madryn I y Madryn II (220MW) de titularidad de la Emisora, y de los parques eólicos Loma Blanca I, II y III (150 MW) con el SADI (el “**Contrato bajo la Resolución N° 202**”). A la fecha del presente Prospecto, la Emisora desconoce la identidad del controlante y de los beneficiarios finales de Goldwind.

El Contrato bajo la Resolución N° 202 contempla lo siguiente: (i) la Emisora y Goldwind serán responsables, en conjunto, de la construcción, dirección, ejecución y financiamiento del sistema de interconexión del parque eólico Madryn y de los parques eólicos Loma Blanca con el SADI a través de las obras de ampliación de la ET 500 kV de titularidad de Transener; (ii) la finalización y posterior autorización de la construcción tendrá lugar en un plazo de 29 meses contado a partir de la fecha de la celebración, el 31 de mayo de 2017, de sendos PPAs entre CAMMESA y la Emisora por un lado, y Loma Blanca por otro lado, para compra de energía a ser generada por los Parques Eólicos Madryn y Loma Blanca, respectivamente. La inversión total prevista asciende a US\$56,9 millones, de los cuales un 40,5% será asumido por Goldwind y 59,5% por la Emisora.

El 13 de diciembre de 2016, la Emisora y Goldwind requirieron del Ministerio de Energía lo siguiente: (i) la aprobación del Contrato bajo la Resolución N° 202; (ii) la determinación del componente de compensación adicional como reembolso por la participación de la Emisora en la construcción del sistema de interconexión y (iii) la directiva a CAMMESA para la inclusión de dicha compensación adicional en los PPA respectivos. A la fecha del presente Prospecto, la ET 500 kV de Puerto Madryn se encuentra construida y en operación desde septiembre del 2019.

Contratos de Compra de Energía Eléctrica para los Proyectos Villalonga I y Chubut Norte I

En el marco de la ronda 1 del proceso de licitación del programa RenovAr, Genneia resultó adjudicataria (por Resolución N°213 del Ministerio de Energía) del derecho de desarrollar los proyectos de Chubut Norte I y Villalonga I. El 12 de enero de 2017, la Emisora celebró, a través de sus subsidiarias, los PPAs relacionados con los parques eólicos Villalonga I y Chubut Norte I, cuya extinción tendrá lugar una vez transcurrido el plazo de veinte años contado a partir de la fecha en la que CAMMESA concedió la habilitación comercial para que el proyecto pueda comenzar a operar en el MEM, es decir, el 18 de diciembre de 2038 y el 11 de diciembre de 2038, respectivamente. La Emisora hizo entrega a CAMMESA de garantías de cumplimiento de los PPA por un valor total de US\$19.587.500, basado en los modelos de PPA incluidos en la Resolución N°136.

Los principales términos y condiciones de estos PPA son similares a los PPAs correspondientes al Parque Eólico Madryn, con excepción de los siguientes:

- El precio que CAMMESA le pagará a la Emisora será de US\$54,96/MWh (para el proyecto eólico Villalonga) y de US\$66/MWh (para el proyecto eólico Chubut Norte) y un ajuste anual adicional previsto en el PPA como porcentaje del precio por la electricidad efectivamente despachada.
- Conforme los PPAs, la potencia comprometida por la Emisora es de 50 MW para el proyecto eólico Villalonga y de 28,35 MW para el proyecto eólico Chubut Norte.

Contratos de Compra de Energía Eléctrica para el Proyecto Eólico Pomona I

En el marco de la ronda 1.5 del proceso de licitación del programa Renovar, Genneia resultó adjudicataria (por Resolución N°281 del Ministerio de Energía) del derecho de desarrollar el proyecto eólico Pomona I. El 26 de

mayo de 2017, la Emisora celebró un PPA relacionado con el proyecto eólico Pomona I, cuya finalización tendrá lugar una vez transcurrido el plazo de veinte años contado a partir de la fecha en la que CAMMESA conceda la habilitación comercial para que el proyecto pueda comenzar a operar en el MEM. La Emisora hizo entrega a CAMMESA de garantías de cumplimiento del PPA por un valor total de US\$25 millones, basado en el modelo de PPA incluido en la Resolución N°252.

Los principales términos y condiciones de este PPA son similares a los PPAs correspondientes al Parque Eólico Pomona I, con excepción de los siguientes:

- El precio que CAMMESA le pagará a la Emisora será de US\$54,88/MWh más el ajuste anual adicional estipulado en el PPA como porcentaje del precio de la electricidad efectivamente despachada.

Conforme el PPA, la potencia comprometida por la Emisora es de 100 MW.

Contratos de Compra de Energía Eléctrica para el Proyecto Eólico Necochea

En el marco de la ronda 1.5 del proceso de licitación del programa RenovAr, Centrales de la Costa, socia de la Emisora en el *joint venture* para el proyecto eólico Necochea de la Emisora, resultó adjudicataria (por Resolución N°281 del Ministerio de Energía) del derecho de desarrollar el proyecto eólico Necochea. El 21 de noviembre de 2017, la sociedad Vientos de Necochea S.A. (en la cual Centrales de la Costa y la Emisora son titulares del 50% de las participaciones de capital y derechos de voto, respectivamente) celebró un PPA relacionado con el proyecto eólico Necochea, cuya finalización tendrá lugar una vez transcurrido el plazo de veinte años contado a partir de la fecha en la que CAMMESA conceda la habilitación comercial para que el proyecto pueda comenzar a operar en el MEM. La Emisora hizo entrega a CAMMESA de garantías de cumplimiento del PPA por un valor total de US\$9,5 millones, basado en el modelo de PPA incluido en la Resolución N°252.

Los principales términos y condiciones del PPA para el proyecto eólico Necochea son similares a los PPAs correspondientes al Parque Eólico Madryn, con excepción de los siguientes:

- El precio que CAMMESA le pagará a Vientos de Necochea S.A. será de US\$55,50/MWh y un ajuste anual adicional previsto en el PPA como porcentaje del precio por la electricidad efectivamente despachada.

Conforme el PPA, la potencia comprometida por Vientos de Necochea S.A. es de 37,95 MW.

PPAs correspondientes a las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum

En el marco del proceso licitatorio de la ronda 1.5 de RenovAr, el derecho a desarrollar los proyectos de las Centrales Fotovoltaicas Ullum fue adjudicado a los anteriores controlantes de Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3, mediante la Resolución N° 281 del Ministerio de Energía. En noviembre y diciembre de 2017, se celebraron los PPA relacionados con los proyectos de las Centrales Fotovoltaicas Ullum. Los PPAs vencen 20 años después de la fecha en que CAMMESA otorgó la autorización comercial para operar en el MEM, es decir, el 18 de diciembre de 2038 para Ullum 1 y Ullum II, y el 21 de diciembre de 2038 para Ullum III. La Emisora otorgó a CAMMESA garantías de cumplimiento por un total de US\$20,5 millones, en base al modelo de PPA pertinente incluido en la Resolución N° 252.

Los principales términos y condiciones de estos PPA son similares a los PPAs correspondientes al Parque Eólico Madryn, con las siguientes excepciones:

- El precio que CAMMESA deberá pagar por Ullum 1 es de US\$53,73; el precio que deberá pagar por Ullum 2 es de US\$55,23 y el precio que deberá pagar por Ullum 3 es de US\$57,63 más el ajuste anual adicional estipulado en el PPA como porcentaje del precio de la electricidad efectivamente despachada.

Conforme a lo previsto en los PPA celebrados por Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3, la capacidad comprometida de las Centrales Fotovoltaicas Ullum es de 25 MW, 25 MW y 32 MW, respectivamente.

Contratos de Compra de Energía Eléctrica para los proyectos eólicos Chubut Norte III y Chubut Norte IV, y el proyecto de biomasa La Florida

En el marco de la Ronda 2 del proceso de licitación del programa RenovAr, Genneia resultó adjudicataria del derecho de desarrollar: (i) los proyectos Chubut Norte III y Chubut Norte IV (por Resolución N°473-E/2017 del Ministerio de Energía); y (ii) el proyecto de biomasa La Florida (por medio de la Resolución N°488-E/2017 del Ministerio de Energía). El 26 de junio de 2018, la Emisora celebró los PPA relacionados con dichos proyectos, cuya finalización tendrá lugar una vez transcurrido el plazo de veinte años contado a partir de la fecha en la que CAMMESA conceda la habilitación comercial para que los proyectos puedan comenzar a operar en el MEM. La Emisora hizo entrega a CAMMESA de garantías de cumplimiento de los PPA por un valor total de US\$39,8 millones, basado en el modelo de PPA incluido en la Resolución N°275-E/2017.

Se estima que los principales términos y condiciones de estos PPAs serán similares a los PPAs correspondientes al Parque Eólico Madryn, con excepción de los siguientes:

- El precio que CAMMESA abonará será de US\$38,9/MWh (para los parques eólicos Chubut Norte III y Chubut Norte IV) y US\$106,73/MWh (por el parque de biomasa La Florida), en ambos casos más y un ajuste anual adicional previsto en los PPA como porcentaje del precio por la electricidad efectivamente despachada.
- Conforme los PPA, la potencia comprometida por la Emisora es de 59 MW respecto del parque eólico Chubut Norte III, de 84 MW respecto del parque eólico Chubut Norte IV y 19 MW para el parque de Biomasa de La Florida.

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

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

- La Emisora tiene la obligación de operar y mantener los activos de generación de energía en la forma prevista en dichos contratos, poner a disposición capacidad en firme y vender energía eléctrica a CAMMESA.
- La Emisora tiene derecho a recibir tarifas de capacidad en firme por los activos de generación de energía puestos a disposición del SADI de US\$21.275 por MWm.
- CAMMESA no posee obligaciones de compra en firme (“take or pay”) y, por ende, no está obligada a comprar un volumen mínimo de electricidad generada por la Emisora.
- Por la energía efectivamente suministrada, la Emisora percibe un monto en dólares que oscila entre US\$7,45 y US\$10,00 por MWh, para generación mediante gas natural y entre US\$10,15 y US\$14,90 por MWh, para generación mediante gasoil, lo cual refleja el costo por MWh de la Emisora derivado del mantenimiento y la operación de sus centrales térmicas, según lo aprobado por la SEN.
- En caso de que los costos de operación o mantenimiento aumenten (incluso debido a mayores índices de inflación), la Emisora podrá trasladar a CAMMESA dichos aumentos de costos.
- En el marco de los PPA de la Emisora, CAMMESA no está obligada a proveerle a la Emisora gas natural ni gasoil, pudiendo optar por hacerlo o reembolsarle el costo correspondiente del gas natural o gasoil efectivamente utilizado, siempre y cuando la cantidad de combustible utilizado se ajuste al consumo de combustible específico garantizado a ser usado por la Emisora. Sin embargo, de conformidad con lo previsto en la Resoluciones N°95/2013 y 529/2014 de la SEN, CAMMESA se encuentra a cargo de la gestión comercial y el suministro de todos los combustibles necesarios para la alimentación de las centrales térmicas de la Emisora. A pesar de que actualmente CAMMESA provee a la Emisora tanto el gas natural como el gasoil necesario para la operación de las centrales térmicas de la Emisora, conforme lo previsto en la mencionada Resolución N°529/2014, y sus disposiciones modificatorias y complementarias, no se puede asegurar que CAMMESA continúe haciéndolo ni que la SEN mantendrá la Resolución N° 529/2014. En el supuesto que la Emisora tenga

que abastecerse de dicho gas natural o gasoil, la Emisora podrá trasladar a CAMMESA todos sus costos.

- Los montos pagaderos a la Emisora bajo los PPA están denominados en dólares estadounidenses y son pagaderos en pesos al tipo de cambio de referencia mayorista publicado por el Banco Central de conformidad con la Comunicación "A" 3500.
- Ante el acaecimiento de un evento de fuerza mayor (de acuerdo a la definición del Código Civil y Comercial de la Nación), cualquiera de las partes tiene permitido suspender su actividad hasta que dicho evento haya cesado. Si una sola suspensión se extiende por más de 90 días, o varias suspensiones se extienden por más de 180 días en conjunto, cualquier parte, siempre y cuando no sea la que está incumpliendo, puede rescindir el acuerdo.
- En caso de no cumplirse una disponibilidad del 92% de capacidad comprometida por un período de dos meses, si no mediara un supuesto de fuerza mayor o indisponibilidad de mantenimiento programada, CAMMESA tiene derecho a aplicar ciertas sanciones pecuniarias que son compensadas con las tarifas de capacidad en firme adeudadas a la Emisora.

Reclamo a la Provincia del Chubut en relación a los PPAs de la Emisora

El 12 de junio de 2007 la Emisora firmó 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, 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.

Por la falta de pago de los saldos adeudados, el 22 de agosto de 2017, la Compañía notificó a la Provincia que había declarado terminado el contrato exclusivamente por la Provincia de Chubut, y que continuaría en la operación de dichas plantas hasta que la Provincia recibiera la posesión de los activos que componen las Plantas dentro del plazo contractual máximo de 12 meses establecido a tal efecto en el Contrato, y sin perjuicio de los derechos de la Compañía para reclamar y exigir a la Provincia el cobro de las sumas adeudadas, bajo los mismos términos de pago establecidos en el Contrato. Dicha terminación fue declarada por la Compañía luego de brindarle a la Provincia múltiples oportunidades para subsanar su incumplimiento extendido y, por lo tanto, permitir a la Provincia, en la medida de lo posible, preservar un Contrato de interés público involucrado.

Con fecha 24 de octubre de 2018, la Sociedad y la Provincia de Chubut celebraron un acuerdo por medio del cual, sin reconocer hechos ni derechos en relación a las sumas exigibles bajo el PPA hasta el 28 de febrero de 2018 ni en relación al multa debida bajo el PPA, las Partes acordaron: (i) un plan de pronto pago de las sumas adeudadas por la Provincia bajo el Contrato y que resultaren exigibles a partir del 1 de marzo de 2018 hasta la fecha de entrega de las Centrales de Río Mayo y Gobernador Costa a la Provincia; (ii) concretar la devolución de las Centrales de Río Mayo y Gobernador Costa y transferencia del personal afectado a las mismas a la Provincia de Chubut el día 28 de febrero de 2019 sujeto al cumplimiento por parte de la Provincia del plan de pagos acordado; y (iii) la negociación del importe y forma de pago por la Provincia de Chubut de la multa por resolución contractual prevista en el PPA.

Con fecha 22 de febrero de 2019, se le notificó a la Compañía la Resolución 02/2019 del Ente Regulador de Servicios Públicos del Chubut, por medio de la cual dicho organismo suspendió la devolución de las Centrales a la Provincia de Chubut por un plazo de 60 días. La Sociedad presentó el 3 de abril de 2019, ante el Superior Tribunal de Justicia de Chubut una demanda de consignación de los inmuebles, instalaciones y demás bienes que conforman las Centrales de Río Mayo y Gobernador Costa. En cumplimiento de un acuerdo arribado con la Provincia, la Fiscalía de Estado Provincial y el Ente Regulador de Servicios Públicos Provincial ante el citado Tribunal el 28 de mayo de 2019, los días 27 y 28 de junio de 2019, se formalizó la transferencia de las CTs a la Provincia, mediante la celebración de actas de constatación e inventario. A partir de esas fechas, las CTs dejaron de ser propiedad de Genneia.

También en cumplimiento de dicho acuerdo, Genneia continuó con la operación temporaria de las CTs, sujeto a las instrucciones y por cuenta y orden de la Dirección General de Servicios Públicos y a costa de la Provincia, hasta que se efectivizó el traspaso de los empleados afectados a la operación de ambas CTs a la Provincia. Con

fecha 15 octubre de 2019, la Legislatura de la Provincia sancionó la Ley II N° 230 aprobando el traspaso de dicho personal al Ministerio de Infraestructura de la Provincia. Dicha ley fue publicada en el Boletín Oficial de la Provincia el 22 de octubre de 2019, y a la fecha de publicación de los presentes estados contables, dicha ley fue reglamentada por el Poder Ejecutivo Provincial, habiéndose concretado el traspaso del personal a la Provincia en el mes de noviembre de 2019.

Se destaca además que, desde el 1 de marzo de 2019, Genneia dejó de facturar por la venta de energía a la Provincia de Chubut, sin perjuicio de su derecho de recuperar de la Provincia, en el marco del acuerdo arribado con la Provincia arriba citado, los costos operativos devengados a partir de dicha fecha.

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 adeudadas al 30 de noviembre de 2014 por un monto total al momento de iniciar la demanda de AR\$76,8 millones más intereses devengados desde la fecha de vencimiento de cada factura a la tasa de interés que cobra el Banco de la Nación Argentina por descuento de papeles comerciales (AR\$18,1 millones). La demanda comprende ciertas facturas impagas entre julio de 2011 y julio de 2013, junto con todas las facturas pendientes de pago desde agosto de 2013 hasta noviembre de 2014. El 29 de diciembre de 2017, la Compañía presentó un reclamo administrativo con respecto a las facturas impagas restantes bajo el PPA y con respecto a una multa debida a la Compañía bajo el PPA por terminación anticipada.

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 28/2/2018, la cual fue publicada en el Boletín Oficial de la Provincia de Chubut el 9 de marzo de 2018. Según los términos de esta ley, a fin de que la Compañía pueda cobrar los montos adeudados por la Provincia bajo el PPA, debía realizar una verificación de su crédito ante el Ministerio de Economía y Crédito Público de la Provincia. Conforme a 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 devengarán intereses a tasa BADLAR, pagadera trimestralmente. La Ley Provincial VII-82 establece que es condición para el cobro en estas condiciones el desistimiento del reclamo judicial y del derecho por los créditos objeto de la verificación y/o cualquier otro crédito contra la Provincia. La Compañía se presentó oportunamente a verificar su crédito contra la Provincia de Chubut (excluyendo la multa debida a la Compañía bajo el PPA por terminación anticipada del contrato imputable a la Provincia). A la fecha de ese Prospecto, si bien el Ministerio de Economía y Crédito Público de la Provincia no se ha expedido sobre el pedido de verificación de la Sociedad, en el marco de la demanda judicial de cobro arriba mencionada, 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. A la fecha de este Prospecto se encuentra pendiente la fijación de una audiencia de conciliación.

Respecto de las centrales de Gobernador Costa y Río Mayo ubicadas en la Provincia del Chubut (con una capacidad instalada combinada de 7 MW), cuyo inicio de la operación comercial fue en septiembre del 2009 y en junio del 2008, 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. En agosto de 2017, la Emisora notificó a la Provincia del Chubut la rescisión de los PPAs, efectiva a partir de agosto de 2018 o en la fecha en que la Provincia del Chubut tome la posesión de las centrales, lo que ocurriera primero.

Centrales Térmicas Bragado

La Emisora celebró PPAs con CAMMESA con relación a los proyectos de ampliación de las centrales térmicas Bragado, en virtud del régimen previsto por la Resolución N°21/2016 de la SEN. La finalización del plazo de vigencia de estos PPA tendrá lugar el 31 de enero de 2017, en el caso de Bragado II y el 31 de mayo de 2027, en el caso de Bragado III. La Emisora entregó a CAMMESA garantías de cumplimiento de los PPA por un valor total de US\$8.880.000.

Los términos y condiciones más relevantes de estos PPAs son los siguientes:

- La Emisora tiene la obligación de poner a disposición de CAMMESA hasta 60,40 MW de disponibilidad de potencia- desde el mes de mayo hasta el mes de octubre de cada año-, y 58 MW de disponibilidad de potencia- desde el mes de noviembre hasta el mes de abril de cada año- y entregar la energía eléctrica producida por sus unidades de generación conforme a los pedidos que le efectúe CAMMESA.

- En ambos PPA, la Emisora tiene la obligación de cumplir con un consumo de combustible garantizado de 2.500,00 Kcal/KWh para las unidades de generación.
- En ambos PPA, la Emisora tiene la obligación de mantener suficiente capacidad de consumo de gas natural y gasoil, capacidad de acceso al sistema de transmisión de energía eléctrica y capacidad de almacenamiento de combustible.
- En ambos PPA, la Emisora asumió la obligación de tener a disposición capacidad de almacenamiento de combustible líquido en ambas centrales eléctricas que, como mínimo, posibilite 120 horas de funcionamiento pleno y continuado de las unidades y los activos de generación, a través de las cuales la Emisora pueda brindar la capacidad de potencia y la energía eléctrica acordadas en los PPA. Dicha obligación no es aplicable al suministro de gas natural a través de redes de distribución de gas.
- La Emisora tiene derecho a recibir cargos por capacidad en firme por un monto de US\$25.000 por MW/mes por poner sus activos de generación a disposición del SADI, con respecto a la central térmica Bragado II y US\$19.000 por MW/mes con respecto a la central térmica Bragado III.
- CAMMESA no tiene obligaciones de compra en firme ("*take or pay*") y, por ende, no está obligada a adquirir un volumen mínimo de electricidad generada por la Emisora.
- En el supuesto de que los costos operativos o de mantenimiento de la Emisora se incrementen (incluso como consecuencia de mayor inflación), la Emisora podrá trasladar a CAMMESA dichos incrementos en los costos.
- Conforme a los términos de los PPA, CAMMESA no está obligada a abastecer a la Emisora de gas natural o gasoil, aunque cuenta con la opción de proceder en tal sentido o bien de reembolsar el costo correspondiente de ese gas natural o gasoil, siempre y cuando la cantidad de combustible utilizado se ajuste al consumo de combustible específico garantizado por la Emisora. Sin embargo, de conformidad con lo previsto en las Resoluciones N°95/2013 y 529/2014 de la SEN, CAMMESA se encuentra a cargo de la gestión y el suministro de todos los combustibles necesarios para la alimentación de las centrales térmicas de la Emisora. Si bien CAMMESA actualmente abastece a la Emisora del gas natural y del gasoil necesarios para la operación de las centrales térmicas de la Emisora, según lo previsto en la Resolución N°529/2014, con sus modificatorias y complementarias, la Emisora no puede garantizar que CAMMESA seguirá actuando en ese sentido ni que la SEN mantendrá vigente la Resolución N°529/2014. En el supuesto de tener que comprar gas natural o gasoil, la Emisora podrá trasladar los costos a CAMMESA.
- Los montos que deban abonarse a la Emisora en virtud de estos PPA están denominados en dólares estadounidenses y son pagaderos en pesos al tipo de cambio de referencia mayorista publicado por el Banco Central, conforme a la Comunicación "A" 3500.
- Ante un caso de fuerza mayor (según la definición del Código Civil y Comercial de Argentina) la Emisora tiene derecho a suspender el cumplimiento contractual hasta que finalice la situación de fuerza mayor.
- En el supuesto de que la Emisora no cumpla con alguna de sus obligaciones asumidas en virtud de los PPA, CAMMESA puede aplicar multas pecuniarias a la Emisora (calculadas mediante las fórmulas matemáticas estipuladas en tales contratos) o incluso rescindir los PPA. Asimismo, en caso de no cumplir con la FOC, CAMMESA puede aplicar una penalidad de US\$1,0 millón por semana de atraso en el caso de Bragado II y de US\$800.000 por semana de retraso en el caso de Bragado III.

La central térmica Bragado II inició su operación comercial en febrero de 2017. CAMMESA alegó un retraso por parte de la Compañía en el logro de la autorización comercial prevista en el PPA y, en consecuencia, aplicó una multa contractual y emitió una factura de Ps.37.000.000. El 20 de marzo de 2017, la Sociedad impugnó la multa y rechazó la factura. El 23 de mayo de 2017, CAMMESA rechazó los motivos de tal impugnación e invitó a la Compañía a iniciar un proceso de arbitraje. A la fecha del presente Prospecto, CAMMESA no ha iniciado dicho proceso.

En septiembre de 2018 CAMMESA, con invocación de una resolución de la Secretaría de Energía de la Nación, rechazó la impugnación de la multa. CAMMESA comenzó, en noviembre de 2018, a debitar mensualmente de la cuenta corriente de Genneia, el importe total de la multa, en 48 cuotas en dólares, con un interés del 1,7% anual sobre el saldo. El 19 de diciembre de 2018 Genneia presentó Recurso de Reconsideración y Jerárquico ante la Secretaría de Energía de la Nación. Con fecha 11 de octubre de 2019 la Sociedad presentó ante la Subsecretaría de Energía Eléctrica una nota mediante la cual solicitó el desistimiento del recurso de reconsideración y la solicitud de elevación y resolución del recurso jerárquico que había sido deducido en subsidio, el cual nunca se resolvió (habiendo transcurrido en exceso el plazo total de 35 días que debe considerarse a los efectos de tener por configurado el silencio). En virtud de ello, el 5 de diciembre de 2019, la Sociedad presentó una demanda contra CAMMESA y la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación dependiente del Ministerio de Hacienda de la Nación, que tramita en el Juzgado Nacional en lo Contencioso Administrativo Federal N° 2, Secretaría N°3.

Según la opinión de nuestros asesores legales externos, la Compañía tiene sólidos argumentos para esperar un resultado judicial favorable a los intereses de la Sociedad ante una eventual acción judicial.

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

Riesgo / Aseguradora	Suma asegurada por DM /RM	Pérdida de Beneficios	Período asegurado	
	U.S.\$		Vigencia desde	Hasta
Todo Riesgo Operativo				
Power GEN- Centrales térmicas GENNEIA SA	415.877.000	54.355.328	31/03/2020	31/03/2021
Allianz 46,5 % - Starr 10%, Opción 25 %- Sura 7,5 %, Nación 11 %				

<u>Parques eólicos Rawson I, II y III, PEM II, Villalonga II y Pomona II</u>	455.654.49	133.332.39	31/03/2020	31/03/2021
Allianz 50 % - Sura 50%				
<u>Parques eólico Necochea</u>	67.000.000	13.314.000	24/01/2020	24/01/2021
Allianz 100%				
<u>Power GEN- Central Térmica CT Cruz Alta - Genneia Desarrollos SA</u>	166.772.50	7.854.074	31/03/2020	31/03/2021
Allianz 46,5 % - Starr 10%, Opción 25 % Sura 7,5 %, Nación 11 %				
<u>Power GEN - Parque Eólico Loma Blanca IV SA</u>	64.330.350	19.707.839	31/03/2019	31/03/2021
Allianz 50 % -Sura 50%				
<u>Power GEN- TRO+ RC</u> <u>Parque eólico Villalonga - Genneia Vientos Argentinos SA</u>	67.448.000	19.598.896	18/11/2019	18/11/2020
Allianz 100 %				
<u>Power GEN- TRO + RC</u> <u>Parque eólico Chubut Norte - Genneia Vientos del Sur SA</u>	47.739.683	12.539.523	24/11/2019	24/11/2020
Allianz 100 %				
<u>Power GEN - TRO + Terrorismo + _ RC</u> <u>Parque eólico Pomona - Genneia Vientos del Sudoeste</u>	125.144.622	25.866.162	23/05/2019	23/05/2020
Allianz 100 %				
<u>Power GEN- Parques solares TRO</u> <u>Ullum I, II , III - Ullum Solar I, II, III SA</u>				
Allianz 100 % Ullum I	24.195.468	4.177.132	31/03/2019	31/03/2021
Allianz 100 % Ullum II	24.197.226	4.293.746	31/03/2019	31/03/2021
Allianz 100 % Ullum III	30.967.323	5.740.422	31/03/2019	31/03/2021
	U.S.\$		Vigencia desde	Hasta
EAR -CAR / Todo Riesgo Construcción y montaje				
<u>EAR CAR Power GEN-</u> <u>Parque eólico CHN III - Genneia Vientos Patagónicos</u>				
Starr 100%	64.850.150	12.284.000	05/07/2019	20/03/2020
Poliza 62				
<u>EAR CAR Power GEN-</u> <u>Parque eólico CHN IV - Sudamericanos</u>				
Starr 100%	97.128.418	17.720.000	05/07/2019	28/02/2020
Poliza 63				
<u>EAR CAR Power GEN-</u> <u>Parque eólico CHN II - Genneia SA</u>				
Allianz 100%	32.341.200		26/10/2018	31/12/2020
Poliza 18021/692816				
	U.S.\$		Vigencia desde	Hasta
Responsabilidad Civil /D&O				
Responsabilidad Civil Genneia/Isolux /GEDESA/ Ullum	10.000.000		25/10/2019	25/10/2020
Sancor 100 %				

<u>D&O (Directors & Officers)</u>			
Starr- 100%	15.000.000	29/01/2020	29/01/2021

EMPLEADOS

La siguiente tabla contiene un detalle de los empleados de la Emisora al 31 de diciembre de 2017, 2018 y 2019.

	Al 31 de diciembre de		
	2017	2018	2019
Gerencia de Primera Línea	6	7	8
Profesionales	190	202	172
Administrativos	20	21	21
Personal de operaciones y mantenimiento	122	122	94
Total	338	352	295

El personal de operación y mantenimiento en de las centrales térmicas de la Emisora (que durante el período finalizado el 31 de diciembre de 2019 representaba 27,46% de su dotación) se encuentra afiliado al sindicato de Luz y Fuerza y el 3,73% se encuentra afiliado a otros sindicatos. El personal administrativo de la Emisora se encuentra afiliado al sindicato de Empleados de Comercio (el cual representó un 2,37% del total de los afiliados). Aproximadamente el 31,19% de los trabajadores de la Emisora se encuentra cubierto por beneficios otorgados por convenios colectivos de trabajo. Históricamente, la Emisora ha mantenido buenas relaciones con sus sindicatos y no ha experimentado huelgas en la historia de la empresa.

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 2019, el monto total provisionado por la Emisora en relación con estos procedimientos judiciales era de US\$3,5 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 Secretaria 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.

Reclamos Administrativos de ingresos brutos por actividades de generación de energía con la DGR Provincia del Chubut

El 7 de noviembre de 2016, la DGR presentó un primer reclamo administrativo contra la Sociedad por pago del impuesto a los ingresos brutos en relación a las actividades desarrolladas por ésta como generadora de energía por ciertos períodos fiscales entre marzo de 2011 y septiembre de 2016, por la suma de Ps.35,7 millones en concepto de capital y Ps.14,6 millones en concepto de intereses liquidados a noviembre de 2016, sobre el cual la Emisora ha presentado oportunamente su descargo. El reclamo se fundamenta en que la DGR de la Provincia del Chubut rechaza la exención impositiva invocada por la Emisora, en base a las reglamentaciones en materia de estabilidad fiscal para obras y actividades de generación de energías renovables en la Provincia del Chubut y en la Ley N°15.336 de protección de las obras de infraestructura eléctrica y de la libre circulación de la energía eléctrica.

En enero de 2017, la Emisora fue notificada del inicio de un sumario por la DGR, por la presunta comisión de una infracción tipificada en el artículo 43 del Código Fiscal. En febrero de 2017, la Emisora presentó un descargo contra dicho sumario, el cual, a la fecha del presente Prospecto se encuentra pendiente de resolución.

En septiembre de 2017, la DGR presentó un segundo reclamo administrativo contra la Emisora por pago del impuesto a los ingresos brutos con relación a las actividades desarrolladas por ésta como generadora de energía térmica por los períodos fiscales de octubre del 2016 a mayo del 2017 por la suma de Ps.5,4 millones en concepto de capital y Ps.500.000 en concepto de intereses liquidados a julio de 2017, sobre el cual la Emisora ha presentado oportunamente su descargo. El reclamo se fundamenta en que la DGR rechaza la exención invocada por la Emisora en base a la Ley N°15.336 de protección de las obras de infraestructura eléctrica y de la libre circulación de la energía eléctrica.

En diciembre de 2017, la DGR presentó un tercer reclamo administrativo contra la Emisora por pago del impuesto a los ingresos brutos con relación a las actividades desarrolladas por ésta como generadora de energía térmica por los períodos fiscales junio a octubre de 2017 por la suma de Ps.8 millones en concepto de capital y Ps.800.000 en concepto de intereses liquidados a diciembre de 2017, sobre el cual la Emisora ha presentado oportunamente su descargo. El reclamo se fundamenta en que la DGR rechaza la exención invocada por la Emisora en base a la Ley N°15.336 de protección de las obras de infraestructura eléctrica y de la libre circulación de la energía eléctrica. En mayo de 2018, la Emisora fue notificada del inicio de un sumario por la DGR por la presunta comisión de una infracción tipificada en el artículo 43 del Código Fiscal. En mayo de 2018, la Emisora presentó un descargo contra dicho sumario, el cual, a la fecha del presente se encuentra pendiente de resolución.

Según la opinión de asesores externos, la Emisora considera que, en caso de llegar estos tres reclamos a ser dirimidos en sede judicial, son altas las probabilidades de que estos reclamos de la DGR resulten rechazados en sede judicial. Además, la Emisora considera que tiene sólidos argumentos legales y fácticos para rechazar cualquier posible reclamación 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 millones).

Situación con IEASA.

Créditos y pasivos con IEASA

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, 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, la Emisora objetó la solicitud de IEASA.

Además, a través de cartas documento recibidas en noviembre de 2015, IEASA exigió el 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 "Proveedor de Última Instancia" o "PUI" (US\$7,5 por MMBtu) y "Gas Natural de Última Instancia" o "GUI" (US\$12,8 por MMBtu) por un monto total de US\$9,8 millones.

Oportunamente la Emisora ha 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.

Según la opinión de los asesores legales externos de la Emisora, en caso de que IEASA inicie una acción judicial para el cobro de la Deuda de Gas, la Emisora cree tener 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. Además, la Emisora considera que tiene sólidos argumentos legales y fácticos para rechazar cualquier posible reclamación 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

De conformidad con los PPA para las centrales térmicas de la Emisora, ciertos pagos realizados por CAMMESA de las facturas emitidas por la Emisora no incluye montos relacionados con fluctuaciones en el tipo de cambios entre la fecha de emisión de las facturas y la fecha efectiva de pago de dichas facturas, ya que CAMMESA solo ha reconocido las fluctuaciones del tipo de cambio entre la fecha de emisión de las facturas y lo que CAMMESA ha considerado unilateralmente la "fecha de vencimiento", que interpretada por CAMMESA, pero no por la Emisora, sería 41 días después de la fecha de emisión de las facturas.

La Emisora ha realizado un primer reclamo contra CAMMESA por las diferencias de cambio en un monto total de US\$6,3 millones en abril de 2014, y un segundo reclamo por un monto agregado de US\$6,6 millones en febrero de 2016. CAMMESA ha rechazado ambos reclamos y ha solicitado a la SEN su resolución. Con fecha 11 de septiembre de 2018 se solicitó el "Pronto Despacho", sin embargo, la Secretaría de Energía de la Nación nunca se expidió ni emitió una decisión al respecto.

En virtud de ello, con fecha 5 de diciembre de 2019, la Sociedad presentó una demanda contra CAMMESA por USD 15 millones (citando como tercero al Estado Nacional - Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación), 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. A la fecha de este Prospecto, el Juzgado dio vista de las actuaciones a la Fiscalía Federal para que expida su opinión sobre la competencia del fuero interviniente. La Fiscalía Federal se expidió favorablemente por la competencia Contencioso Administrativa Federal.

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. El 20 de marzo de 2017, la Emisora impugnó la multa y rechazó la factura. El 23 de mayo de 2017, CAMMESA rechazó los motivos de tal impugnación e invitó a la Compañía a iniciar un proceso de arbitraje. A la fecha del presente Prospecto, CAMMESA no ha iniciado dicho proceso.

En septiembre de 2018 CAMMESA, con invocación de una resolución de la SEN, rechazó la impugnación de la multa. El 19 de diciembre de 2018 Genneia presentó Recurso de Reconsideración y Jerárquico ante la SEN. CAMMESA comenzó, en noviembre de 2018, a debitar mensualmente de la cuenta corriente de Genneia, el importe total de la multa, en 48 cuotas en dólares, con un interés del 1,7% anual sobre el saldo. El 19 de diciembre de 2018 Genneia presentó Recurso de Reconsideración y Jerárquico ante la Secretaría de Energía de la Nación. Con fecha 11 de octubre de 2019, la Sociedad presentó ante la Subsecretaría de Energía Eléctrica una nota mediante

la cual solicitó el desistimiento del recurso de reconsideración y la solicitud de elevación y resolución del recurso jerárquico que había sido deducido en subsidio, el cual nunca se resolvió (habiendo transcurrido en exceso el plazo total de 35 días que debe considerarse a los efectos de tener por configurado el silencio).

En virtud de ello, el 5 de diciembre de 2019, la Sociedad presentó una demanda contra CAMMESA y la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación dependiente del Ministerio de Hacienda 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 Juan Alberto Luchilo -identificada con el número de actuación NO-2018-48224204-APN-SSEE#MHA- y de sus antecedentes, y en consecuencia, se deje sin efecto la penalidad impuesta por CAMMESA a Genneia y avalada por dicha Resolución, por el equivalente a U\$S 2.368.000, por demoras en la habilitación comercial con ambos tipos de combustible (gas y gasoil) de la CT Bragado II, adjudicada a Genneia en el marco de la Resolución 21/2016 de la S.E.E. También se co-demandó a la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación. A la fecha del presente Prospecto, el Juzgado Interviniente libró oficio a la Procuración del Tesoro de la Nación, a fin de notificarle de la demanda promovida contra el Estado Nacional.

Según la opinión de nuestros asesores legales externos, la Compañía tiene sólidos argumentos para esperar un resultado judicial favorable a los intereses de la Emisora ante una eventual acción judicial.

Penalidad por Ullum

Los Centrales Fotovoltaicas Ullum 1 y 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 U\$S 1.041.000 a cada una, correspondientes a 30 días de demora en alcanzar la fecha de habilitación comercial acordada en los PPAs.

El 24 de enero de 2020, CAMMESA notificó a Ullum 1 y Ullum 2 que las multas serán descontadas del precio por venta de energía que le corresponda percibir a dichas sociedades a partir de la Transacción Económica de enero de 2020, en 48 cuotas iguales, mensuales y consecutivas, aplicando una tasa efectiva anual del 1,7%, en concepto de intereses; todo ello de acuerdo a lo indicado por las mencionadas sociedades y en los términos previstos en la Resolución MEyM N° 285/2018.

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 2, descontadas a una tasa del 12% nominal anual. El plazo para realizar dicho pago es de 10 días corridos desde la fecha en que Ullum 1 y Ullum 2 le notifiquen a ESSA el efectivo descuento de la primera cuota de la multa.

La obligación de pago de ESSA se encuentra garantizada por (i) U\$S 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 U\$S 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 U\$S 878.464 precedentemente mencionados.

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) ESTRUCTURA Y ORGANIZACIÓN DE LA EMISORA Y SU GRUPO ECONÓMICO

La Emisora no forma parte de un grupo económico. A continuación, se detallan las principales subsidiarias operativas de la Emisora a la fecha de este Prospecto:

El parque eólico de Rawson I, II y III, el Parque Eólico de Madryn, el parque eólico Villalonga II y el parque eólico Pomona II, junto con las centrales térmicas, son de propiedad directa de Genneia.

Las principales subsidiarias de Genneia son: Enersud Energy S.A.U., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A., Genneia La Florida S.A., Vientos de Necochea S.A., GEDESA, Parque Eólico Loma Blanca IV S.A., Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3; el resto de las subsidiarias de la Emisora son actualmente subsidiarias no operativas. A continuación, aparece una breve descripción de las principales subsidiarias de la Emisora:

- Enersud Energy S.A.U. es una subsidiaria constituida en 2004, que se dedica al negocio de comercialización de energía eléctrica. Véase *“Información sobre la Emisora—Comercialización de Gas Natural y Capacidad de Transporte.”*
- Genneia Vientos Argentinos S.A. es una subsidiaria constituida en 2016, como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación del proyecto Villalonga I.
- Genneia Vientos del Sur S.A. es una subsidiaria constituida en 2016, como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación del proyecto Chubut Norte I.
- Genneia Vientos del Sudoeste S.A. es una subsidiaria constituida en 2016, como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación del proyecto Pomona I.
- Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. (antes denominada “Genneia Vientos Sudamericanos S.A.”) es una subsidiaria constituida en 2016 como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación del proyecto Chubut Norte IV. El 26 de agosto de 2019, la Emisora y su subsidiaria MyC Energía S.A. efectivizaron la transferencia a Pan American Fuego S.A., subsidiaria de Pan American Energy SL, del 49% de su participación accionaria en Genneia Vientos Sudamericanos S.A. para el desarrollo conjunto del mencionado proyecto de generación eólica. En la misma fecha, la subsidiaria cambió su denominación social a Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A.
- Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. (antes denominada “Genneia Vientos Patagónicos S.A.”) es una subsidiaria constituida en 2018, como vehículo creado con el exclusivo propósito de llevar a cabo, desarrollar y explotar el proyecto Chubut Norte III. El 26 de agosto de 2019, la Emisora y su subsidiaria MyC Energía S.A. efectivizaron la transferencia a Pan American Fuego S.A., subsidiaria de Pan American Energy SL, del 49% de su participación accionaria en Genneia Vientos Patagónicos S.A. para el desarrollo conjunto del mencionado proyecto de generación eólica. En la misma fecha, la subsidiaria cambió su denominación social a Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A.
- Genneia La Florida S.A. es una subsidiaria constituida en 2018, como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación del proyecto de Biomasa La Florida.
- Vientos de Necochea S.A. es una subsidiaria constituida en 2016, como una sociedad vehículo para la ejecución, desarrollo y operación de proyecto Necochea. La Emisora junto con Centrales de la Costa S.A., una sociedad controlada por la Provincia de Buenos Aires, celebraron un acuerdo de joint venture para desarrollar este proyecto y cada parte es titular del 50% de Vientos de Necochea S.A. Asimismo, durante los primeros cuatro ejercicios anuales de dicha sociedad, la presidencia de la misma será desempeñada por un Director designado por Genneia, quien tendrá doble voto en caso de empate, excepto para ciertos asuntos, y Genneia llevará asimismo adelante el gerenciamiento y operación del proyecto. Sobre las bases mencionadas, de acuerdo con las NIIF, la Emisora ha evaluado que durante los primeros cuatro ejercicios anuales ejerce el control sobre esta sociedad.
- GEDESA fue constituida en 2008, y actualmente es la subsidiaria que opera la central térmica Cruz Alta.

Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. es una subsidiaria constituida en 2009 como una sociedad vehículo para la ejecución desarrollo y operación del parque eólico Trelew, adquirida por la Sociedad el 29 de noviembre de 2017.

C) ACTIVO FIJO

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

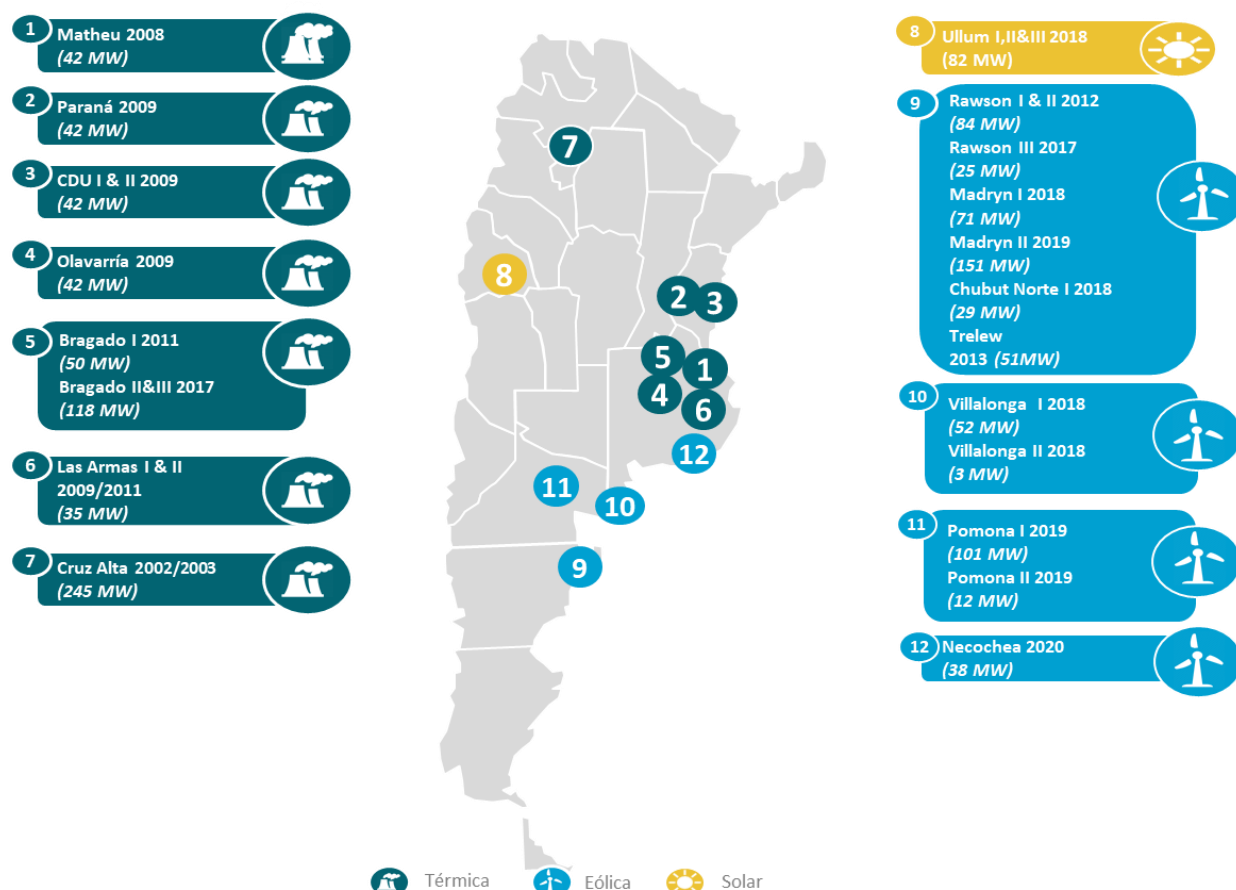
	Ubicación	Fecha de comienzo de operaciones comerciales	Capacidad Instalada al 31 de diciembre de 2019 (MW)
Parques Eólicos			
Rawson I y II	Provincia del Chubut	Enero 2012	83,65
Trelew	Provincia del Chubut	Agosto 2013 ⁽¹⁾	51,00
Rawson III	Provincia del Chubut	Diciembre 2017	25,05
Madryn I	Provincia del Chubut	Noviembre 2018	71,10
Villalonga I	Provincia de Buenos Aires	Diciembre 2018	51,70
Chubut Norte I	Provincia del Chubut	Diciembre 2018	28,80
Villalonga II	Provincia de Buenos Aires	Febrero 2019	3,45
Pomona I	Provincia de Río Negro	Julio 2019	101,40
Pomona II	Provincia de Río Negro	Agosto 2019	11,70
Madryn II	Provincia del Chubut	Septiembre 2019	151,20
Parques Solares			
Ullum I	Provincia de San Juan	Diciembre 2018	25,00
Ullum II	Provincia de San Juan	Diciembre 2018	25,00
Ullum III	Provincia de San Juan	Diciembre 2018	32,00
Centrales Térmicas			
Matheu	Provincia de Buenos Aires	Noviembre 2008	42,00
Paraná	Provincia de Entre Ríos	Junio 2009	42,00
Concepción del Uruguay	Provincia de Entre Ríos	Octubre 2009	42,00
Olavarría	Provincia de Buenos Aires	Septiembre 2009	42,00
Las Armas	Provincia de Buenos Aires	Noviembre 2009/Enero 2011	34,01
Bragado I, II y III	Provincia de Buenos Aires	Junio 2011/Febrero 2017/Mayo 2017	168,40
Cruz Alta	Provincia de Tucumán	Enero 2002/Febrero 2003 ⁽²⁾	245,00
Total			1.276,51

Notas:

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

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

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.



Centrales Eléctricas Operativas hasta el 31 de diciembre de 2019

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 2017, 2018 y 2019.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2017	2018	2019
Parques eólicos			
Rawson I y II			
Ventas netas	37,9	35,8	37,7
Factor de disponibilidad.....	98,8%	98,5%	97,2%
Generación neta (GWh)	298	283	297
Rawson III ⁽¹⁾			
Ventas netas	0,2	7,1	7,9
Factor de disponibilidad.....	99,6%	98,8%	97,7%
Generación neta (GWh)	17	106	114
Trelew ⁽²⁾			
Ventas netas	2	20,3	19,4
Factor de disponibilidad.....	87,0%	84,9%	78,3%
Generación neta (GWh)	16	158	153
Chubut Norte I			
Ventas netas	-	0,6	10,8
Factor de disponibilidad.....	-	86,6%	96,0%
Generación neta (GWh)	-	15	140
Madryn I			
Ventas netas	-	4,8	29,1
Factor de disponibilidad.....	-	94,2%	95,7%
Generación neta (GWh)	-	70	324

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2017	2018	2019
Madryn II			
Ventas netas	-	-	16,7
Factor de disponibilidad.....	-	-	97,9%
Generación neta (GWh)	-	-	244
Villalonga I			
Ventas netas	-	0,5	15,3
Factor de disponibilidad.....	-	95,8%	95,9%
Generación neta (GWh)	-	23	236
Villalonga II			
Ventas netas	-	-	0,8
Factor de disponibilidad.....	-	-	96,4%
Generación neta (GWh)	-	-	16
Pomona I			
Ventas netas	-	-	11,6
Factor de disponibilidad.....	-	-	92,7%
Generación neta (GWh)	-	-	212
Pomona II			
Ventas netas	-	-	1,0
Factor de disponibilidad.....	-	-	98,2%
Generación neta (GWh)	-	-	20
Parques solares			
Ullum Solar I ⁽⁷⁾			
Ventas netas	-	0,1	3,7
Factor de disponibilidad.....	-	N/A	76,2%
Generación neta (GWh)	-	4	58
Ullum Solar II ⁽⁷⁾			
Ventas netas	-	0,1	3,9
Factor de disponibilidad.....	-	N/A	78,1%
Generación neta (GWh)	-	4	60
Ullum Solar III ⁽⁷⁾			
Ventas netas	-	0,1	5,1
Factor de disponibilidad.....	-	N/A	76,7%
Generación neta (GWh)	-	3	75
Centrales térmicas			
Matheu (*)			
Ventas netas	10,7	9,3	2,8
Factor de disponibilidad.....	100,0%	100,0%	99,8%
Generación neta (GWh)	28	5	22
Paraná			
Ventas netas	10,9	10,5	6,3
Factor de disponibilidad	100,0%	100,0%	99,8%
Generación neta (GWh)	32	6	13
Concepción del Uruguay			
Ventas netas	10,9	10,5	9,0
Factor de disponibilidad.....	99,9%	100%	99,7%
Generación neta (GWh)	25	2	11
Olavarría			
Ventas netas	10,9	10,5	8,5
Factor de disponibilidad.....	99,9%	99,9%	99,9%
Generación neta (GWh)	29	8	35
Las Armas			
Ventas netas	10,1	9,6	9,7
Factor de disponibilidad.....	99,7%	99,6%	98,9%
Generación neta (GWh)	110	79	113
Bragado ⁽³⁾			
Ventas netas	40,9	48,3	48,0
Factor de disponibilidad.....	98,1%	97,3%	98,9%
Generación neta (GWh)	452	464	420
Pinamar ⁽⁴⁾			
Ventas netas	5,7	2,4	0,5
Factor de disponibilidad.....	99,8%	98,9%	88,8%
Generación neta (GWh)	48	34	11
Gobernador Costa ⁽⁵⁾			
Ventas netas	2,6	1,4	0,3
Factor de disponibilidad.....	91,9%	60,2%	66,5%
Generación neta (GWh)	13	9	2
Río Mayo ⁽⁵⁾			
Ventas netas	2,7	2,2	0,2
Factor de disponibilidad.....	96,7%	99,0%	99,9%
Generación neta (GWh)	12	12	2
Cruz Alta ⁽⁶⁾			
Ventas netas	6,3	22,2	14,5

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2017	2018	2019
Factor de disponibilidad.....	100,0%	98,60%	99,8
Generación neta (GWh)	32	51	20

Notas:

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

(2) Parque Eólico Trelew fue adquirido por la Emisora el 29 de noviembre de 2017. De acuerdo a la información provista por CAMMESA, las ventas de energía de parque eólico Trelew ascendían a 170 GWh para el período finalizado en diciembre de 2016, 186 GWh para el período finalizado el 31 de diciembre de 2017 y 158 GWh para el período finalizado en diciembre de 2018. De acuerdo con la información disponible en reportes operativos mensuales (CAMMESA no provee información sobre disponibilidad de parques eólicos), la disponibilidad del Parque Eólico Trelew fue del 98,0% para el período finalizado en diciembre de 2016, 95,39% en 2017 y 84,87% en 2018. Ver “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las obligaciones negociables - El presente Prospecto contiene solo información financiera y operativa limitada de GETSA y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.”.

(3) 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.

(4) 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.

(5) La Provincia del Chubut no ha pagado a la Emisora desde 2013 (a excepción de la facturación realizada en marzo del 2018 respecto a lo generado durante Febrero 2018 y cobrada en Abril 2018) y, al 31 de diciembre de 2018, la Provincia del Chubut adeudaba Ps.360,1 millones de pesos. Véase “Información sobre la Emisora – Contratos de Compra de Energía Eléctrica para las Centrales Eléctricas Aisladas de la Emisora”. 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. La Compañía considera que a la fecha del presente, dichas centrales dejaron de ser propiedad de la Compañía y, por lo tanto, se dejó de facturar por la venta de energía a la Provincia del Chubut, a pesar de que por el momento seguimos operándola. Para mayor información del tema, véase “Información Clave sobre la Emisora - Acontecimientos Recientes—Centrales Gobernador Costa y Río Mayo”.

(6) La información de ventas netas refleja las operaciones desde el 1 de enero de 2017 hasta el 11 de agosto de 2017, antes de la adquisición de GETSA por parte de la Emisora, de acuerdo con la información provista por CAMMESA. Ver “Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las obligaciones negociables - El presente Prospecto contiene solo información financiera y operativa limitada de GETSA y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.”.

(7) 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.

RESEÑA Y PERSPECTIVA OPERATIVA Y FINANCIERA

La siguiente reseña se basa en los Estados contables de la Sociedad y sus respectivas notas incluidas en este prospecto, como también en la información contenida en la sección Presentación de Información contable y de otro tipo, y por ende debe leerse junto con ellos. Los Estados contables de la Sociedad han sido confeccionados de acuerdo con las NIIF. Esta reseña incluye declaraciones sobre hechos futuros que conllevan riesgos e incertidumbres, tal como se describe en la sección “Declaraciones sobre Hechos Futuros”. Se recomienda a los posibles inversores leer los Factores de Riesgo que se exponen en este prospecto a efectos de interiorizarse sobre factores importantes que podrían provocar que los resultados reales difieran significativamente de los resultados que se describen en o se infieren de las declaraciones sobre hechos futuros contenidas en el presente

RESULTADO OPERATIVO

Reseña

A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad tiene una capacidad instalada total de 1.272 MW (617 MW de energía eólica, 82MW de energía solar y 573MW de energía térmica) y proyectos en desarrollo con PPA adjudicados con CAMMESA por 186MW (167MW de energía eólica, y 19MW de biomasa).

La Sociedad ha sido pionera y actualmente es la empresa de generación de energía eólica líder de la Argentina en términos de capacidad instalada. A la fecha de este Prospecto, la cartera de parques eólicos de la Sociedad, incluye: (i) los parques eólicos Rawson I y II, con una capacidad instalada de 53 MW y 31 MW, respectivamente; (ii) el parque eólico Rawson III, con una capacidad instalada de 25 MW; (iii) el parque eólico Trelew, con una capacidad instalada de 51 MW; (iv) los parques eólicos Chubut Norte I, Villalonga I y II y Madryn I, los cuales poseen una capacidad instalada de 29 MW, 52 MW, 3,45 MW y 71 MW, respectivamente; (v) el parque eólico Madryn II, con una capacidad instalada de 151 MW; (vi) el parque eólico Pomona I y II que poseen una capacidad instalada de 101 MW y 12 MW respectivamente y (vii) el parque eólico Necochea con una potencia instalada de 38 MW, que comenzó su operación comercial en febrero 2020; la mayoría de ellos ubicados en la Provincia del Chubut, en la región de la Patagonia en Argentina, a excepción de Villalonga I y 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.

El 29 de noviembre de 2017, y como parte de un plan estratégico de la Sociedad para consolidar un *hub* de generación eólica con más de 500 MW en la Provincia del Chubut, la Sociedad amplió su cartera mediante la adquisición de Sideli S.A. (quien a su vez había adquirido este activo en 2016 de Isolux Corsán) el 100 % de las acciones de Parque Eólico Loma Blanca IV S.A., que es propietaria y operadora del Parque Eólico Trelew, con una capacidad instalada de 51 MW, operación que fue aprobada por la CNDC el 16 de abril de 2018. Asimismo, en abril de 2018, la Sociedad adquirió las sociedades Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3, las cuales contaban con firmados con CAMMESA por las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum; habiendo comenzado su operación comercial en diciembre de 2018, con una capacidad de generación instalada de 82 MW. El 14 de septiembre de 2018, la CNDC autorizó dicha operación.

La Sociedad 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, Tucumán y Entre Ríos, con una capacidad instalada combinada de 573 MW. La Sociedad incorporó 363 MW de capacidad instalada de energía termoeléctrica en 2017. El 9 de noviembre de 2017, la CNDC autorizó la adquisición de GETSA. Las ampliaciones de las centrales térmicas Bragado II y Bragado III, que agregaron 118 MW de capacidad instalada, alcanzaron la operación comercial en febrero 2017 y mayo 2017, respectivamente. Asimismo, el 11 de agosto de 2017, la Sociedad incorporó a su cartera la más grande de sus centrales de generación de energía térmica, la central térmica Cruz Alta, situada en la Provincia de Tucumán, con una capacidad instalada de 245 MW, mediante la adquisición de GETSA por parte de GEDESA, su subsidiaria totalmente controlada.

La Sociedad ha desarrollado una importante cartera de nuevos proyectos de energía, con un equipo con experiencia en todo el ciclo de generación de energía eléctrica, desde la prospección y el desarrollo de proyectos hasta la construcción y la operación de plantas de energía tanto renovable como convencional.

Durante el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2019, las ventas netas, la utilidad bruta, la pérdida neta y el EBITDA Ajustado ascendieron a US\$269,6 millones, US\$171,8 millones, US\$19,7 millones y US\$222,8 millones, con un margen de ganancia bruta y un EBITDA Ajustado del 63,7% y 82,6%, respectivamente. Durante el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2018, las ventas netas, la utilidad bruta, la pérdida neta y el EBITDA Ajustado ascendieron a US\$202,4 millones, US\$115,9 millones, US\$22,1 millones y US\$152

millones, con un margen de ganancia bruta y un EBITDA Ajustado del 57,3% y 75,1%, respectivamente. Durante el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2017, las ventas netas, la utilidad bruta, la ganancia neta y el EBITDA Ajustado ascendieron a US\$156,8 millones, US\$86,1 millones, US\$34 millones y US\$119,9 millones, con un margen de ganancia bruta y un EBITDA Ajustado del 54,9% y 76,4%, respectivamente.

Presentación de información financiera

Genneia confeccionó sus estados contables incluidos en el presente prospecto en dólares estadounidenses, la moneda funcional de la Sociedad, los cuales han sido convertidos a pesos para su presentación de acuerdo a lo establecido en la NIIF. Para una descripción de las políticas contables significativas de la Genneia, véase la “*nota 3 a los Estados Contables Anuales de la Sociedad*”. Para una descripción de las políticas contables significativas de la Sociedad donde la administración ejerce discreción considerable, véase “*Reseña y perspectiva operativa y financiera—Políticas y estimaciones contables significativas*” y “*Presentación de información financiera y de otro tipo*”.

Segmentos de negocios

La Sociedad lleva adelante sus actividades en los siguientes segmentos de negocios: (i) generación de energía eléctrica de fuentes convencionales (generación de energía térmica); (ii) generación de energía eléctrica de fuentes renovables (generación de energía eólica, solar y biomasa); y (iii) comercialización de gas natural y/o su capacidad de transporte (gastos y activos de la administración central la Sociedad y otros ingresos (gastos)).

En la siguiente tabla se consigna la composición de las ventas netas por segmento:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2017		2018		2019	
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)					
Generación térmica de fuentes convencionales	1.883	71%	3.688	63%	4.802	36%
Generación de energía de fuentes renovables	680	26%	2.121	35%	8.382	62%
Comercialización de gas natural y capacidad de transporte	78	3%	149	2%	251	2%
Administración central y otros	5	0%	23	0%	67	0%
Total	2.646	100%	5.981	100%	13.502	100%

En la siguiente tabla se consigna el desglose de la utilidad antes de los resultados financieros netos y el impuesto a las ganancias:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2017		2018		2019	
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)					
Generación térmica de fuentes convencionales	909	80%	1.901	83%	976	16%
Generación de energía de fuentes renovables	482	42%	1.130	49%	5.968	97%
Comercialización de gas natural y capacidad de transporte	56	5%	95	4%	149	2%
Administración central y otros	(305)	-27%	(841)	-37%	(920)	-15%
Total	1.141	100%	2.286	100%	6.173	100%

Para más información sobre los segmentos de negocios, véase la “*nota 13 a los Estados Contables: Información consolidada sobre segmentos de negocio*”.

PRINCIPALES FACTORES QUE AFECTAN LOS RESULTADOS DE LAS OPERACIONES DE LA SOCIEDAD

El resultado de las operaciones de la Sociedad se ha visto y se seguirá viendo afectado por múltiples factores, a saber:

Condiciones macroeconómicas imperantes en Argentina

A la fecha del presente prospecto, la Dirección de la Sociedad no puede asegurar el efecto final que la propagación pandémica del Coronavirus podría tener en la situación patrimonial y financiera de las Co-Emisoras, ni aquellos efectos que pudieran derivarse de las medidas tomadas por el Gobierno a la fecha del presente prospecto o que pudiera tomar en el futuro. No obstante, sobre la base de la información disponible a la fecha, la Dirección de las Sociedad ha efectuado una estimación de los posibles impactos esperados en el negocio y en la situación patrimonial y financiera de la Sociedad, que pudieran derivarse de las medidas adoptadas por el Gobierno hasta el día de este Prospecto. Sobre la base de dicha estimación, considerando principalmente las condiciones del negocio de la Sociedad, las características de los contratos de suministro de energía suscriptos por las mismas con CAMMESA y el desenvolvimiento de las operaciones en las últimas semanas, la Dirección de las Sociedad considera que dichas medidas no tendrán un efecto material adverso sobre los flujos de fondos, la situación financiera y de resultados de las Sociedad. Sin perjuicio de ello, no es posible predecir cuál será la duración de dichas medidas, ni qué restricciones adicionales pueden ser impuestas por el Gobierno Argentino y si éstas podrían tener un efecto material adverso en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones (*Véase “Factores de Riesgos - El surgimiento y propagación de una enfermedad a nivel pandémico o una amenaza de salud pública similar, como la pandemia de SARS-CoV-2 (COVID-19) podría tener un efecto material adverso en la economía argentina y global, así como en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones.”*)

Atento a que todas sus operaciones, plantas y clientes se encuentran ubicados en Argentina, la Sociedad se ve afectada por las condiciones macroeconómicas imperantes en el país, incluyendo la inflación, las fluctuaciones del tipo de cambio y la recesión económica. La volatilidad de la economía argentina y algunas de las medidas tomadas por el actual gobierno han tenido - y se prevé que seguirán teniendo - un efecto significativo en los negocios de la Sociedad. Véase “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con Argentina.*”

El siguiente cuadro resume los indicadores económicos clave de Argentina durante los períodos indicados:

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Actividad Económica						
PBI Real (pesos de 2004) (% de variación) como % del PBI)	(2,5)%	2,5%	(2,1)%	2,7%	(2,5)%	(2,5)
PBI Real (en miles de millones de Ps. de 2004)	702.306	721.487	706.478	725.331	707.092	682.705
Índices de precios e información sobre el tipo de cambio						
Índice de Precios al Consumidor (IPC del INDEC) (% de variación)	24,0%	11,9% ⁽⁵⁾	13,7% ⁽⁵⁾	24,8%	47,6%	53,8%
Inflación (medida según el IPC de la ciudad de Buenos Aires) (% de variación) ⁽¹⁾	38,0%	26,9%	32,76%	26,1%	45,5%	50,6%
Tipo de cambio nominal⁽²⁾						
(en Ps. / US\$ al cierre del ejercicio)	8,552	13,005	15,310	18,7742	37,8852	59,90

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

- (1) El 8 de enero de 2016, en base a la determinación de que el INDEC no había producido información estadística confiable, incluso con respecto al IPC, la nueva administración declaró al INDEC en estado de emergencia administrativa hasta el 31 de diciembre de 2016. El INDEC implementó ciertas reformas metodológicas y ajustó ciertas estadísticas macroeconómicas sobre la base de estas reformas. Durante los primeros seis meses de este período de reorganización, el INDEC publicó cifras oficiales del IPC publicadas por la Ciudad de Buenos Aires y la provincia de San Luis como referencia, que incluimos aquí. En junio de 2016, el INDEC reanudó la publicación del IPC a partir de mayo de 2016. Según el INDEC, el IPC de Argentina para mayo, junio, julio, agosto, septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2017 fue del 1,3%, 1,2%, 1,7%, 1,4%, 1,9%, 1,5%, 1,4% y 3,1%, respectivamente. En 2017, el IPC ascendió a 24,8%.
- (2) Tipos de cambio de referencia mayorista indicado por Banco Central (Comunicación A 3500 del Banco Central).

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

Inflación

Argentina ha enfrentado y sigue enfrentándose a las presiones inflacionarias. Desde 2011 hasta la primera mitad de 2016, Argentina experimentó incrementos en la inflación medida por el IPC y el IPM que refleja el crecimiento en los niveles de consumo minorista y la actividad económica, que se aplica presión al alza en la demanda de bienes y servicios. Véase “*Reseña Perspectiva Operativa y Financiera de la Sociedad—Condiciones macroeconómicas imperantes de Argentina*” para información sobre las tasas de inflación de Argentina desde el 2011 al 2016. El aumento del riesgo de inflación puede erosionar el crecimiento macroeconómico y limitar aún más la disponibilidad de financiación. Adicionalmente, y a pesar de las recientes reformas, se mantiene la incertidumbre en cuanto a si los procedimientos oficiales de datos y medición reflejan suficientemente la inflación en el país. En el transcurso del 2019, la Argentina ha experimentado un importante incremento de la inflación, llegando al nivel más alto desde 1991.

La inflación en Argentina ha tenido un impacto significativo en nuestros resultados de operación. En particular, la inflación normalmente afecta negativamente, en caso de no ser compensado por la depreciación del Peso Argentino, particularmente afectando nuestro costo de ventas y gastos administrativos, en particular, nuestras

nóminas y seguridad social cargos.

Fluctuaciones del tipo de cambio

Prácticamente todas las tarifas en virtud de los PPA de la Sociedad están denominadas en dólares estadounidenses y son pagaderas en pesos al tipo *de cambio de referencia mayorista* publicado por el Banco Central, conforme a la Comunicación “A” 3500s. Las tarifas denominadas en dólares estadounidenses se convierten a pesos en la fecha de pago del PPA (cuarenta y un días subsiguientes a la fecha de facturación) y no en la fecha de pago efectivo, lo cual puede tener un efecto negativo en los resultados de la Sociedad si el peso se llegara a devaluar durante el período comprendido entre el día cuarenta y dos subsiguiente a la fecha de facturación y la fecha de pago efectiva, efecto que podría incrementarse en caso de demoras en el pago tal como se alude en “—Facturación y cobranzas”. No obstante, la Sociedad tiene derecho a reclamar las diferencias de cambio que puedan surgir entre la fecha de facturación y la fecha de pago efectivo, aunque no siempre hemos sido capaces de recuperar tales montos de CAMMESA e IEASA, a la fecha del presente Prospecto. Véase la “Nota 11 a nuestros Estados contables Consolidados Anuales”. Por otra parte, una porción significativa de los costos operativos y la mayor parte de la deuda de la Sociedad están denominadas en la misma moneda. Este esquema funciona como una cobertura natural contra las fluctuaciones del tipo de cambio y le permite a la Sociedad utilizar dólares estadounidenses como moneda funcional a los efectos contables.

El resultado de las operaciones de la Sociedad se ha visto y se seguirá viendo afectado por la fluctuación del tipo de cambio peso argentino- dólar estadounidense. La devaluación del peso en términos generales suele generar menores costos en dólares estadounidenses, sin perjuicio de ello, su efecto suele estar compensado por los aumentos inflacionarios financieros en Argentina.

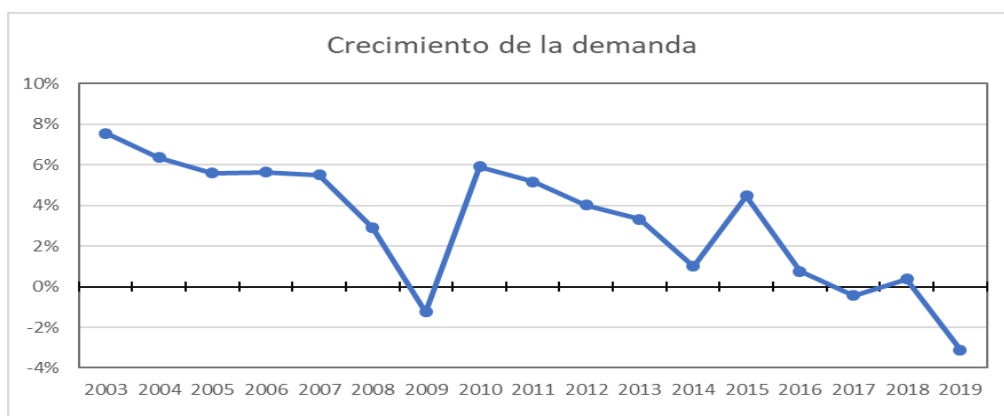
Véase también “Factores de Riesgo - Las fluctuaciones en el valor del Peso podrían afectar en forma adversa la economía argentina y, en consecuencia, los resultados de las operaciones o la situación patrimonial de la Sociedad”.

Demanda y Suministro de Electricidad

La demanda de electricidad depende en gran medida de las condiciones macroeconómicas vigentes a lo largo del tiempo en Argentina, así como de factores estacionales. En general, la demanda de electricidad varía en función del desempeño de la economía argentina, dado que las empresas e individuos generalmente consumen más energía y están en mejores condiciones de pagar sus facturas durante épocas de estabilidad o crecimiento económico. Por ende, la demanda de energía se ve afectada por las medidas económicas aplicadas por el gobierno argentino, entre otros aspectos, sobre los tipos de cambio, inflación, tasas de interés, controles de precios, impuestos y tarifas de la energía.

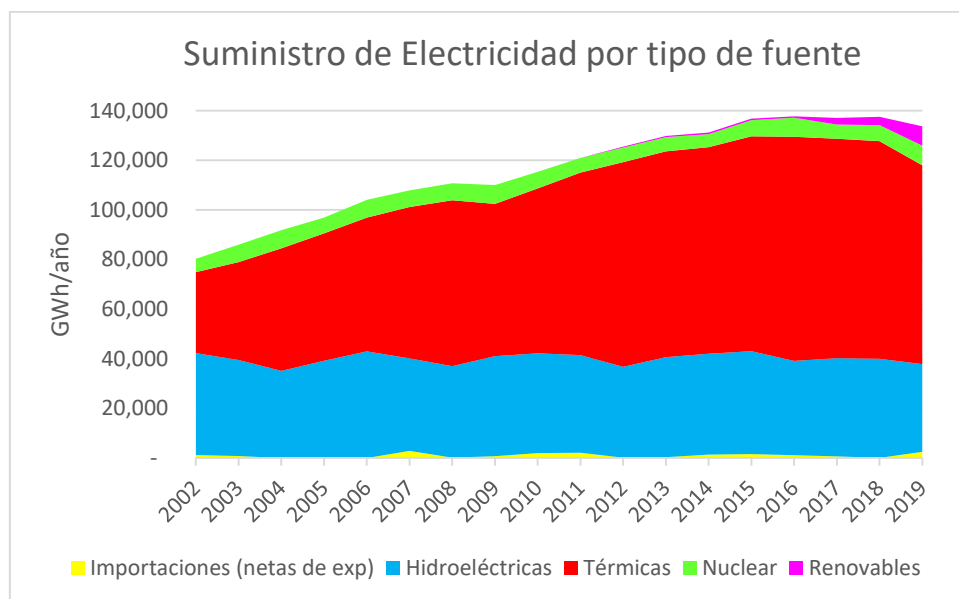
Desde la crisis económica de 2001-2002 en adelante, la demanda de electricidad en Argentina creció, impulsada por la recuperación económica y el congelamiento de las tarifas (excepto en 2009, 2017 y 2019). Durante 2019, la demanda de electricidad disminuyó un 3,1% en comparación con 2018, de 133.010 GWh a 128.880 GWh.

La demanda de electricidad muestra una tendencia de crecimiento, con una disminución de la demanda en períodos de recesión económica. El siguiente cuadro muestra el crecimiento de la demanda de electricidad en Argentina.



Fuente: CAMMESA

El siguiente cuadro muestra el suministro de electricidad de Argentina por fuente, incluyendo generación dentro de Argentina a partir de fuente hidroeléctrica, térmica, nuclear, renovables, así como electricidad importada de países vecinos (neto de exportaciones).

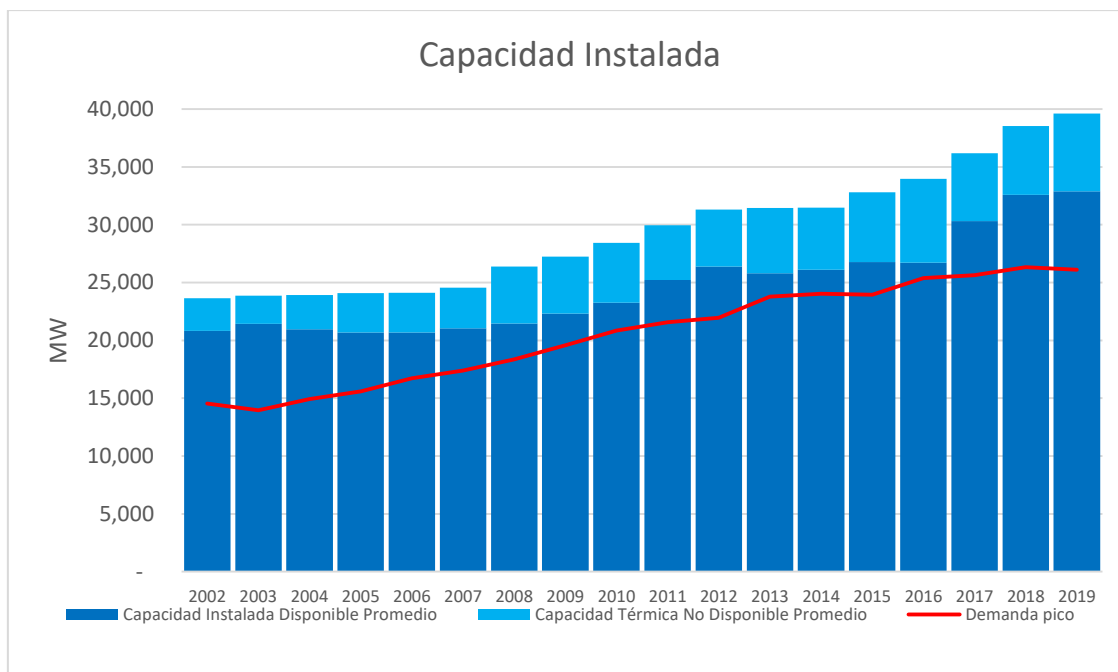


Fuente: CAMMESA

En el periodo finalizado el 31 de diciembre de 2019, la generación térmica continuó siendo el principal recurso empleado para abastecer la demanda de energía, con un aporte de 80.138 GWh (aproximadamente 59.9%), seguida de la generación hidroeléctrica neta de bombeo, que aportó 35.370 GWh (aproximadamente 26.4%), la generación nuclear, que aportó 7.927 GWh (aproximadamente 5.9%) y la generación renovable, con 7.812 GWh (aproximadamente 5.8%). También hubo importaciones para cubrir la demanda local, por 2.746 GWh desde Uruguay, Paraguay y Brasil.

La generación nuclear y renovable durante el período finalizado el 31 de diciembre de 2019, registraron aumentos de aproximadamente 23% y 133%, respectivamente, en comparación con el 2018, mientras que la generación térmica e hidroeléctrica registraron una disminución de aproximadamente 9% y 12%, en comparación con 2018. Sin embargo, la generación térmica continuó siendo la principal fuente de suministro de electricidad, alimentada tanto por gas natural como por combustibles líquidos (diésel y fuel oil), así como carbón mineral principalmente durante los meses de invierno. Durante 2019, las instalaciones de generación aumentaron su capacidad instalada de 38.538 GW en 2018 a 39.704 GW en 2019. Este aumento fue causado principalmente por la nueva capacidad de parques eólicos y solares instalados en el marco del Programa RENOVAR y la instalación de centrales térmicas de acuerdo con las Resoluciones 21 y 287.

El siguiente gráfico muestra que, aunque la capacidad total instalada es mayor que la demanda pico instantánea, las reservas (comparando la capacidad instalada disponible promedio con la demanda pico instantánea) han disminuido hasta 2016. Sin embargo, desde 2017, las reservas aumentaron en comparación con 2016, principalmente debido a la nueva capacidad instalada en virtud de las Resoluciones 21, la Resolución 287 y el Programa RENOVAR. La Sociedad ha sido adjudicataria de varias centrales térmicas y parques eólicos, y ha adquirido los proyectos solares Ullum.



Fuente: CAMMESA

Modificaciones al Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Argentino

En vista del estrecho margen entre demanda y suministro, existía necesidad de incorporar nueva capacidad en Argentina. Por tal motivo, se llevó a cabo un proceso de licitación de nuevos proyectos de generación, tanto de fuentes convencionales como renovables. La SEN llamó a una licitación bajo el Programa de Energía Térmica para la instalación de nuevas unidades de generación térmica que entraron en funcionamiento entre el verano de 2016/2017 y el verano de 2017/2018, ofreciendo a generadores PPA a largo plazo con CAMMESA. En mayo de 2017, la SEN convocó a presentar ofertas en virtud de la Resolución N° 287/2017 para instalar nuevas plantas de cogeneración y ciclo térmico combinado para satisfacer la demanda en el MEM. El gobierno recibió ofertas para 6,6 GW de nueva capacidad de generación térmica y adjudicó aproximadamente 4,8 GW de nueva capacidad térmica.

En octubre de 2015, el Congreso Argentino modificó el Programa de Energías Renovables, estableciendo como objetivo alcanzar una contribución de energía renovable al consumo de la demanda total del 8% para 2017 y 20% para 2025, ordenó a ciertos consumidores industriales y comerciales cubrir una parte de sus consumos con fuentes de energía renovables y otorgó beneficios impositivos y de otro tipo a nuevos proyectos de energía renovable. En julio y octubre de 2016 y agosto de 2017, el Ministerio de Energía ordenó a CAMMESA convocar a licitaciones para la instalación de generación adicional de energías renovables bajo el Programa de Energías Renovables. Tras la Ronda 1, la Ronda 1.5 y la Ronda 2 del Programa RenovAr, el gobierno recibió ofertas para 17,31 GW de nueva capacidad de generación de energías renovables, y ha adjudicado 4,5 GW de nueva capacidad de energías renovables en virtud de la Ronda 1, la Ronda 1.5 y la Ronda 2, principalmente a proyectos de energía eólica y solares. En Agosto 2019, CAMMESA adjudicó 259 MW de la licitación MINIREN – RONDA 3 a pequeños proyectos de energías renovables.

Para continuar con el crecimiento de la instalación de nueva generación, el gobierno realizó algunos cambios en la normativa para impulsar ampliaciones de transporte eléctrico como el marco regulatorio de los contratos de Participación Público-Privada y nueva metodología para la elaboración del Plan Director de Transporte de Energía Eléctrica – Programa TransportAR.

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

- Mediante el Decreto PEN 50/19 se modificó la estructura por la que la Secretaría de Energía pasa a depender del Ministerio de Desarrollo Productivo.

- Mediante la Resolución 12/19, la gestión de combustibles será centralizada por CAMMESA y los generadores no realizarán la compra de combustible.

Disponibilidad y despacho

Básicamente la totalidad de los ingresos de la Sociedad provenientes de centrales térmicas proceden de las ventas de capacidad en firme y electricidad efectivamente entregada. Sin embargo, la remuneración recibida por electricidad efectivamente entregada es destinada principalmente a cubrir los costos operativos de la Sociedad, por lo cual en sus centrales térmicas, el EBITDA Ajustado de la Sociedad está determinado por el factor de disponibilidad de sus centrales. En lo que respecta al parque eólico de la Sociedad, sus ingresos proceden de la electricidad efectivamente entregada, si bien sus PPA para parques eólicos no prevén tarifas por capacidad en firme, como es habitual en el sector de la energía eólica. En consecuencia, el EBITDA Ajustado de la Sociedad está determinado por el factor de disponibilidad de su parque eólico y las condiciones de viento. En lo que respecta al parque solar de la Sociedad, sus ingresos proceden de la electricidad efectivamente entregada, si bien sus PPA para parques solares no prevén tarifas por capacidad en firme, como es habitual en el sector de la energía solar. En consecuencia, el EBITDA Ajustado de la Sociedad está determinado por el factor de disponibilidad de su parque solar y la irradiancia.

El siguiente cuadro muestra el factor de disponibilidad de las centrales térmicas de la Emisora y su parque eólico operativo para los períodos indicados:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2017	2018	2019
Factor de disponibilidad (%)			
Centrales Térmicas	99,0	98,5	99,4
Matheu (*).....	100,0	97,4	99,8
Paraná	100,0	100,0	99,8
Concepción del Uruguay.....	99,9	100,0	99,7
Olavarría	99,9	99,9	99,9
Las Armas	99,7	99,6	98,9
Bragado I, II y III ⁽³⁾	98,1	97,4	98,9
Pinamar ⁽⁴⁾	99,8	98,9	88,8
Gobernador Costa	91,9	60,2	66,5
Río Mayo	96,7	99,0	99,9
Cruz Alta ⁽¹⁾	100,0	98,6	99,8
Parques eólicos	99,0	95,5	93,7
Rawson I y II.....	98,8	98,5	97,2
Rawson III.....	99,6	98,8	97,7
Trelew ⁽²⁾	87,0	84,9	78,3
Madryn I	n/a	94,2	95,7
Villalonga I	n/a	95,8	95,9
Chubut Norte I	n/a	86,6	96,0
Villalonga II	n/a	n/a	96,4
Pomona I	n/a	n/a	92,7
Pomona II	n/a	n/a	98,2
Madryn II	n/a	n/a	97,9
Parque Solares ⁽⁶⁾			76,9
Ullum I	n/a	n/a	76,2
Ullum II	n/a	n/a	78,1
Ullum III	n/a	n/a	76,7
Factor de disponibilidad total	99,0	97,2	95,4

(1) Para el período finalizado el 31 de diciembre de 2017, la información perteneciente a Cruz Alta incluye operaciones desde el 1 de enero de 2017 hasta el 11 de agosto de 2017, antes de la adquisición de GETSA de acuerdo con la información proporcionada por CAMMESA. La operación comercial de esta central comenzó en enero de 2002 y febrero de 2003 pero solo ha sido operada por la Sociedad (a través de GEDESA) desde el 11 de agosto de 2017. Los datos incluidos en el cuadro corresponden al período comprendido entre el 11 de agosto de 2017 y el 31 de diciembre de 2017. De conformidad con la información provista por CAMMESA, la disponibilidad de la central Cruz Alta y sus ventas netas eran 99,9% y 342 GWh para el ejercicio económico finalizado en 2016, 97,7% y 166 GWh para el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2017 y 98,6% y 51 GWh para el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2018. Véase “Factores de Riesgo – Factores de Riesgo – Riesgos relacionados con las acciones Riesgos relacionados con las Obligaciones Negociables – El presente Prospecto sólo contiene información financiera y operativa limitada respecto de GETSA y Parque Eólico Loma Blanca S.A.

(2) El parque eólico Trelew fue adquirido por la Sociedad con fecha 29 de noviembre de 2017. La información incluida en el cuadro corresponde al período comprendido entre el 29 de noviembre de 2017 y el 31 de diciembre de 2017. De acuerdo con la información provista por CAMMESA, las ventas de energía del Parque Eólico Trelew fueron de 170GWh, 186GWh y 158GWh para los ejercicios económicos finalizados en diciembre de 2016, 2017 y 2018, respectivamente. De conformidad con la información disponible en informes de operaciones mensuales (CAMMESA no provee información sobre la disponibilidad de parques eólicos), la disponibilidad del Parque Eólico Trelew era del

98%, 95% y 85% para los ejercicios económicos finalizados en diciembre de 2016, 2017 y 2018, respectivamente.

(3) Bragado II inició sus operaciones comerciales en febrero de 2017, mientras que Bragado III inició sus operaciones comerciales en mayo de 2017.

(4) La central térmica Pinamar dejó de estar operativa a partir del 1° de abril de 2019, conforme lo dispuesto por la Resolución 2019-4-APN-SRRYME#MHA del Ministerio de Hacienda.

(*) 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.

(5) 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. La Compañía considera que a la fecha del presente, dichas centrales dejaron de ser propiedad de la Compañía y, por lo tanto, se dejó de facturar por la venta de energía a la Provincia del Chubut, a pesar de que por el momento seguimos operándola. Para mayor información del tema, véase “Información Clave sobre la Sociedad - Acontecimientos Recientes—Centrales Gobernador Costa y Río Mayo”.

(6) En los parques solares fotovoltaicos Ullum se refiere al Performance Ratio (PR)

Los parques eólicos de la Emisora (excluyendo nuestro Parque Eólico Trelew, que adquirió el 29 de noviembre de 2017) han alcanzado un factor de disponibilidad promedio de 96,2% al 31 de diciembre de 2019 y sus centrales térmicas (incluyendo la central térmica Cruz Alta, a partir del 11 de agosto de 2017) han logrado un factor de disponibilidad promedio ponderado de 99,4%, al 31 de diciembre de 2019, 98,5% al 31 de diciembre de 2018 y 98,6% durante 2017. De acuerdo con los PPA para las centrales térmicas conectadas al NIS, la Emisora está obligada a cumplir con un factor de disponibilidad del 92% de la capacidad comprometida. En el caso de que las centrales térmicas no cumplan los umbrales requeridos, en ausencia de un evento de fuerza mayor o falta de disponibilidad de mantenimiento programado, CAMMESA tiene la capacidad de imponer multas a la Emisora (y lo ha hecho en el pasado).

Condiciones climáticas

Genneia genera su electricidad principalmente a partir de fuentes de generación eólica y, en menor medida, térmica. Su capacidad de generar y entregar la electricidad al SADI a partir de fuentes eólicas depende de las condiciones climatológicas, especialmente de las velocidades del viento, sobre las que no tiene control. Durante el período finalizado el 31 de diciembre de 2019, los parques eólicos Rawson I y II generaron ventas de energía por 297GWh, en base a factores de disponibilidad de 97,2%. Durante el período finalizado el 31 de diciembre de 2018, los parques eólicos Rawson I y II generaron ventas de energía por 283GWh, en base a factores de disponibilidad de 97,9%. Durante el mismo período, el parque eólico Trelew generó ventas por 159 GWh en base a factores de disponibilidad de 84,9%. Durante 2017, los parques eólicos Rawson I y II generaron ventas de energía de 298GWh, respectivamente, (de acuerdo a la información provista por CAMMESA y, con respecto a los factores de disponibilidad, disponible en los informes operativos mensuales) en base a factores de disponibilidad de 98,2%. Para más información sobre el impacto de la velocidad del viento, recursos e incertidumbres y riesgos asociados con las condiciones climáticas, véase “Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Sociedad—La capacidad de la Sociedad de operar parques eólicos de manera rentable depende en gran medida de adecuados vientos y demás condiciones climáticas.”

Contratos de Compra de Energía Eléctrica o PPAs

La Sociedad ha celebrado dieciocho contratos de compra de energía eléctrica a largo plazo (excluyendo PPAs con usuarios privados) para sus centrales operativas con vencimiento entre 2018 y aproximadamente 2037. La Sociedad ha celebrado tres contratos de compra de energía eléctrica con IEASA correspondientes a sus parques eólicos Rawson I y II y su Parque Eólico Trelew, y nueve contratos de compra de energía eléctrica adicionales con CAMMESA por las cinco centrales térmicas de la Sociedad. Asimismo, en septiembre de 2016, la Sociedad firmó un PPA con Loma Negra, el primer PPA con un usuario privado en Argentina para aproximadamente el 60% de la capacidad del parque eólico Rawson III; en abril de 2018, la Sociedad firmó un PPA con Oroplata, un usuario privado, por aproximadamente el 40% de la capacidad de Rawson III; en junio de 2018, celebró un PPA con Banco Macro S.A. y otro PPA a 20 años, en dólares, con Meranol, ambos a ser suministrados a través de cualquiera de sus parques eólicos no sujetos a PPAs; y en septiembre y diciembre de 2018, la Sociedad celebró dos PPAs con usuarios privados, uno con Curtiembre Arlei S.A. y el otro con Bemis Argentina S.A.U., ambos a ser suministrados por cualquiera de sus parques eólicos no sujetos a otros PPAs. Recientemente, en agosto y septiembre de 2019, la Emisora suscribió un PPA con Royal Canin S.A. y otro con Compañía de Alimentos Fargo S.A. (ambos usuarios privados en Argentina) para entregar energía desde cualquiera de sus parques eólicos que no están sujetos a otros PPAs (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II, entre otros). Los PPAs tienen una vigencia de 15 años y representan el 100% del consumo de energía para ambas compañías.

En 2017, la Emisora celebró seis contratos de compra de energía eléctrica a largo plazo con CAMMESA, respecto de sus proyectos eólicos Villalonga I, Chubut Norte I, Madryn I, Madryn II, Pomona I y Necochea. En 2018, la

Emisora sumó seis PPA a largo plazo con CAMMESA, tres a partir de la adquisición de los proyectos de las Centrales Solares Fotovoltaicas Ullum y tres con la firma de los PPAs resultantes de la Ronda 2.0, en junio de 2018, para los proyectos de expansión de Chubut Norte III, Chubut Norte IV y La Florida. Véase “*Información sobre la Sociedad—Generación de Energía Eléctrica—Contratos de Compra de Energía Eléctrica*”.

Al 31 de diciembre de 2019, el plazo promedio ponderado estimado de los PPA de la Emisora para sus parques eólicos operativos es de 16,5 años o 17,1 años, incluyendo los PPA firmados para los proyectos de ampliación de los parques eólicos de la Sociedad, el plazo promedio ponderado estimado de los PPA de la Sociedad para sus centrales térmicas operativas es de 4,9 años y para sus parques solares el plazo promedio ponderado estimado de los PPA es de 19 años. Tanto en nuestros proyectos de expansión de nuestros parques eólicos como de nuestras centrales térmicas, el valor promedio de vida útil es calculado desde el inicio de la fecha de inicio de sus operaciones comerciales. Para más información sobre el plazo de los PPA para los parques eólicos Rawson I y II, véase “*Centrales eléctricas operativas y Contratos de Compra de Energía Eléctrica o PPA*”.

En vista de las actuales limitaciones de la capacidad de generación de Argentina, como también de la ubicación y relativamente poca antigüedad de las centrales térmicas operativas de la Sociedad, la Sociedad cree que podrá renovar o reemplazar los PPA relacionados con sus centrales eléctricas conectadas al SADI; no obstante, no puede ofrecer certidumbres a los posibles inversores al respecto. Véase “*Factores de Riesgo—Riesgos relacionados con la Sociedad—La Sociedad podría verse imposibilitada de renovar sus PPA vigentes o celebrar PPA nuevos para la venta de capacidad en firme y energía eléctrica en el futuro, o dichos PPA podrían ser modificados o rescindidos unilateralmente.*” Por otra parte, excepto por los parques eólicos de la Sociedad, las turbinas de la Sociedad son móviles; por lo tanto, la Sociedad cree que podrá trasladarlas a otras plantas o venderlas, en caso de no poder renovar sus PPA vigentes o celebrar nuevos PPA.

Las centrales Cruz Alta, Paraná, Olavarría, Concepción del Uruguay y Las Armas I, 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 por CAMMESA.

El siguiente cuadro detalla las fechas de vencimiento de los PPA firmados por la Sociedad.

	Estado	Fecha de vencimiento
Parques Eólicos		
Rawson I	Operativo	01/2027(1)
Rawson II	Operativo	01/2027(1)
Trelew	Operativo	08/2028(1)
		12/2037 (2)
		04/2028 (2)
Rawson III	Operativo	07/2028 (2)
Villalonga II	Operativo	04/2028(3)
Pomona II	Operativo	07/2028(3)
Chubut Norte II	En construcción	07/2028(3)
Madryn I	Operativo	11/2038
Villalonga I	Operativo	12/2038
Chubut Norte I	Operativo	12/2038
Madryn II	Operativo	09/2039
Pomona I	Operativo	07/2039
Nechochea	En construcción	02/2040
Chubut Norte III	En construcción	4/2040
Chubut Norte IV	En construcción	4/2040
Centrales de Biomasa		
La Florida	Adjudicado	11/2041(4)
Parques solares		
Ullum 1	Operativo	12/2038
Ullum 2	Operativo	12/2038
Ullum 3	Operativo	12/2038
Centrales Térmicas		
Las Armas II	Operativo	01/2021
Bragado I	Operativo	06/2021
Bragado II	Operativo	01/2027
Bragado III	Operativo	05/2027

- (1) La fecha de vencimiento de los PPA correspondientes a los parques eólicos Rawson I y II y Trelew será la primera de las siguientes fechas: (i) quince años con posterioridad a la fecha de operación comercial de cada central o (ii) el despacho de la cantidad máxima de energía comprometida para ser comprada por parte de IEASA.
- (2) En septiembre de 2016, la Sociedad celebró un contrato de compra de energía (PPA) con Loma Negra, el cual se constituyó como el primer PPA celebrado con un usuario privado en Argentina, por aproximadamente el 60% de la capacidad instalada de Rawson III. En abril de 2018, la Sociedad celebró un PPA a diez años denominado en dólares estadounidenses con Oroplata S.A. por aproximadamente

el 40% de la capacidad instalada de Rawson III. Asimismo, en junio de 2018, la Sociedad celebró un PPA con Banco Macro por el remanente de la capacidad instalada de Rawson III.

- (3) En junio de 2018, la Sociedad celebró un PPA con Meranol S.A.C.I. para la provisión de energía de cualquiera de nuestros parques eólicos no sujetos a otros PPAs. En septiembre de 2018 la Sociedad celebró un PPA con Curtiembre Arlei S.A. para la provisión de energía de cualquiera de nuestros parques eólicos no sujetos a otros PPAs. En diciembre de 2019, la Sociedad celebró un PPA con Bmeis Argentina S.A.U. para la provisión de energía de cualquiera de nuestros parques eólicos no sujetos a otros PPAs. En agosto y septiembre de 2019, la Emisora suscribió un PPA con Royal Canin S.A. y otro con Compañía de Alimentos Fargo S.A. (ambos usuarios privados en Argentina) para entregar energía desde cualquiera de sus parques eólicos que no están sujetos a otros PPAs (Chubut Norte II, Pomona II y Villalonga II, entre otros).
- (4) Para nuestros proyectos de expansión, las fechas de vencimiento estimadas se basan en fecha de operación comercial estimada.

Ampliación de la capacidad de generación

Actualmente, la Sociedad tiene doce parques eólicos operativos con una capacidad instalada de 617MW, incluyendo su proyecto insignia, Madryn I y II, y seis centrales térmicas operativas conectadas al SADI, con una capacidad instalada total de 573MW, incluyendo Bragado II y III. Desarrollamos cada uno de nuestros parques eólicos y plantas termales, excepto por las plantas de Cruz Alta y Trelew, que fueron adquiridas recientemente. En abril de 2018 adquirimos las plantas Ullum Solar con PPAs que ya les habían sido adjudicados por una capacidad de 82 MW. Además, a la Sociedad se le adjudicaron licitaciones y celebró PPAs con CAMMESA para dos parques eólicos con una capacidad instalada combinada esperada de 141 MW. La Sociedad también fue adjudicada y celebró PPAs con CAMMESA para la expansión de la central térmica de La Florida para agregar 19 MW de capacidad instalada. Asimismo la Sociedad celebró varios PPAs con privados para proveerle energía de los parques Rawson III, Villalonga II, Chubut Norte II y Pomona II.

El siguiente cuadro, detalla las fechas de inicio de operaciones comerciales -reales o esperadas- de las plantas de la Sociedad:

	Estado	Fecha de inicio de operación comercial
Parques Eólicos		
Rawson I y II	Operativo	enero de 2012
Trelew	Operativo	agosto de 2013 ⁽¹⁾
Rawson III	Operativo	diciembre de 2017
Chubut Norte I	Operativo	diciembre 2018
Madryn I	Operativo	noviembre de 2018
Villalonga I	Operativo	diciembre de 2018
Villalonga II	Operativo	febrero de 2019
Madryn II	Operativo	septiembre de 2019
Pomona I	Operativo	julio de 2019
Pomona II	Operativo	agosto de 2019
Nechochea	Operativo	febrero 2020
Chubut Norte II	En construcción	abril de 2020 ⁽²⁾
Chubut Norte III y IV	En construcción	abril de 2020/abril de 2020 ⁽²⁾
Plantas Solares		
Ullum 1 y 2	Operativo	diciembre de 2018
Ullum 3	Operativo	diciembre de 2018
Parque de Biomasa		
La Florida	Adjudicado	noviembre de 2021 ⁽²⁾
Centrales Térmicas		
Paraná	Operativo	junio de 2009
Concepción del Uruguay	Operativo	octubre de 2009
Olavarría	Operativo	septiembre de 2009
Las Armas	Operativo	noviembre de 2009/ enero de 2011 ⁽³⁾
Bragado I, II y III	Operativo	junio de 2011/ febrero de 2017/ mayo de 2017 ⁽⁴⁾
Cruz Alta	Operativo	enero de 2002 / febrero de 2003 ⁽⁵⁾

(1) El Parque Eólico Trelew obtuvo habilitación comercial en agosto de 2013, pero ha sido operada por la Sociedad desde el 29 de noviembre de 2017.

(2) Fecha estimada de inicio de operación comercial.

(3) La FOC de 10 MW correspondientes al PPA de Las Armas I operó en noviembre de 2009 mientras que la FOC de 25 MW correspondientes al PPA de Las Armas II operó en enero de 2011.

(4) 50 MW relacionados con el PPA de Bragado I obtuvieron habilitación comercial en junio de 2011, 59 MW relacionados con el PPA de Bragado II PPA obtuvieron habilitación comercial en febrero de 2017 y 59 MW relacionados con el PPA de Bragado III obtuvieron habilitación comercial en mayo de 2017.

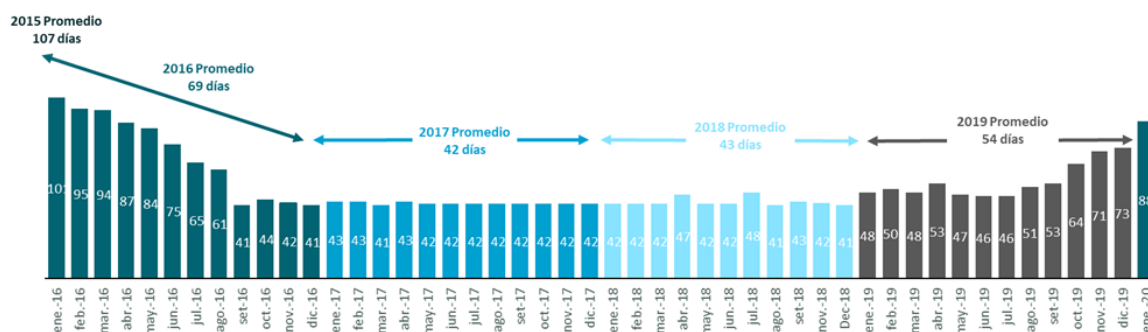
(5) La central térmica de Cruz Alta obtuvo habilitación comercial en enero de 2002 y febrero de 2003, pero ha sido operada por la Sociedad (a través de GEDESA) desde la adquisición realizada el 11 de agosto de 2017.

Facturación y cobranzas

Para los años finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2018 y 2019, el 93%, el 92% y el 95%, respectivamente, de las ventas netas de la Sociedad corresponden a operaciones con CAMMESA y IEASA. La Sociedad tiene derecho a recibir pagos de CAMMESA en virtud de sus PPA dentro de los 42 días posteriores a la fecha de facturación, sujeto a que previamente CAMMESA reciba pagos de otros agentes del MEM, entre ellos, empresas de distribución de energía eléctrica, grandes consumidores y el gobierno argentino.

En el año 2017, se produjo una mejora en el perfil de CAMMESA, tanto desde el plano operativo como también desde el plano de la solvencia, lo que a su vez ha mejorado el ciclo de pagos de CAMMESA a las compañías de generación, incluida Genneia. Como resultado de ello, durante 2017 y 2018, nuestro ciclo de cobranza se ha reducido significativamente y, al 31 de diciembre de 2019, el ciclo de cobranzas se elevó a 54 días. A partir del año 2019, las restricciones fiscales por parte del Gobierno Nacional demoraron el aporte de fondos a CAMMESA. En consecuencia, el ciclo de pagos comenzó a deteriorarse respecto a 2018. Esta demora afecta únicamente a los créditos que no cuentan con garantía de FODER, los cuales representa a la fecha del presente prospecto aproximadamente el 62% de los créditos por ventas. A la fecha del presente Prospecto, el ciclo de cobranza para aquellos créditos con garantía FODER ha permanecido estable en 42 días a lo largo de 2019 y 2020. A la fecha del presente Prospecto, aproximadamente el 38% de los créditos totales se encuentran respaldado por la garantía FODER.

El siguiente gráfico ilustra el ciclo de pagos de CAMMESA para los ingresos que no tienen garantía FODER en términos de cantidad de días que CAMMESA demoró en abonar los saldos pendientes mes a mes, desde enero de 2016 hasta enero de 2020:



POLÍTICAS Y ESTIMACIONES CONTABLES SIGNIFICATIVAS

En la aplicación de las políticas contables de la Sociedad, la dirección debe emitir juicios, elaborar estimaciones y efectuar supuestos acerca de los valores contables de los activos y pasivos que no pueden obtenerse a partir de otras fuentes. Las estimaciones y las presunciones se basan en la experiencia histórica y otros factores considerados pertinentes. Los resultados reales podrían diferir de dichas estimaciones. Las estimaciones y supuestos se revisan periódicamente. Los efectos de la revisión de las estimaciones contables son reconocidos en el período en el cual se efectúa la revisión, en tanto la revisión afecte solo a ese período o en el período de la revisión y períodos futuros, si la revisión afecta al período corriente y a períodos futuros.

Las áreas y rubros contables que requieren juicios y estimaciones significativas por parte de la Dirección de la Sociedad en la preparación de los Estados contables son los siguientes, conforme se detalla en la nota 4 a los Estados Contables Anuales de la Sociedad:

Moneda Funcional. La Dirección de la Sociedad aplica su juicio profesional en la determinación de su moneda funcional y la de sus subsidiarias. El juicio es efectuado principalmente respecto a la moneda que influencia y determina los precios de venta, los costos de mano de obra y materiales, inversiones y otros costos, así como también la financiación y las cobranzas derivadas de sus actividades operativas.

Valor recuperable de créditos por ventas y otros créditos. Como se detalla en la Nota 7.3.2 y 11.11 a los estados contables consolidados al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad posee acreencias significativas con entidades con participación estatal o dependientes de fondos provenientes del sector público registradas como Créditos por

ventas y Otros créditos como consecuencia de sus operaciones de generación. La Gerencia hace una constante evaluación de la recuperabilidad de los créditos en función de la antigüedad de la deuda, la capacidad de pago de la contraparte, la naturaleza del cliente, las garantías recibidas, sus derechos legales, entre otros aspectos, y establece provisiones en función al valor estimado del recupero de los mismos.

Reconocimiento del Cargo por Fondo de Inversión. Tal como se menciona en la Nota 11.12 a los estados contables consolidados al 31 de diciembre de 2019 de la Sociedad, CAMMESA deduce mensualmente de sus liquidaciones a la Sociedad un importe que es destinado a la constitución de un Fondo de Inversión que podrá ser aplicado a la instalación de ciertas centrales de generación de energía eléctrica. Dichos fondos son registrados como otros créditos e ingresos de la Sociedad en el período de devengamiento sobre la base del análisis regulatorio y legal realizado por la Dirección de la Sociedad y en consulta con sus asesores legales.

Valor recuperable de activos por impuesto diferido, quebrantos y créditos por impuesto a la ganancia mínima presunta. La Sociedad reconoce los quebrantos acumulados y otros créditos impositivos como activos por impuesto diferido cuando es probable su deducción de ganancias impositivas futuras. A tales efectos, sobre la base de lo establecido en el párrafo 36 de la NIC 12, la Sociedad considera los resultados impositivos proyectados y la reversión de pasivos por diferencias temporarias. Para determinar la probabilidad de realización y estimar el monto recuperable de dichos activos, la Gerencia proyecta los resultados impositivos sobre la base de diversas variables futuras, incluyendo la estimación de la devaluación del peso en relación al dólar estadounidense para los años siguientes. Dichas estimaciones son revisadas periódicamente y los efectos derivados de la misma son reconocidos en el período en que se efectúa la revisión.

Vida útil de los bienes de uso, valor recuperable de bienes de uso, activos en concesión e intangibles. La Sociedad estima la vida útil de sus activos fijos, principalmente los parques eólicos y las centrales de generación térmica, en base a la tecnología de los activos correspondientes y su tipo y características de uso. La Sociedad generalmente estima el valor recuperable de los bienes de uso, activos en concesión e intangibles sobre la base del valor de utilización económica, calculado como el flujo futuro de fondos descontado de cada bien o grupo de bienes bajo evaluación, considerando su vida útil estimada. Con el fin de estimar los flujos de efectivo, la Administración calcula los ingresos y costos futuros en base a su mejor estimación del marco regulatorio, tarifas, costos de combustible, devaluación e inflación del peso argentino, salarios, factor de utilización de parques eólicos, vida útil de los activos y la tasa utilizada para descontar dichos flujos de efectivo, entre otros.

Deterioro de valor llave. Para determinar si el valor llave se deteriora se requiere una estimación del valor en uso de las unidades generadoras de efectivo a las que se ha asignado el valor llave. El cálculo del valor requiere que la Administración estime los flujos de efectivo futuros que se espera que surjan de la unidad generadora de efectivo y una tasa de descuento adecuada para calcular el valor presente. Cuando los flujos de efectivo futuros reales son menores de lo esperado, puede producirse una pérdida por deterioro significativa. La Compañía ha reconocido una pérdida por deterioro en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 por el valor llave relacionado con la adquisición de GETSA.

Cualquier pérdida por deterioro del valor llave se reconoce directamente en resultados. En la disposición de la unidad generadora de efectivo, el monto atribuible de la plusvalía atribuible al valor llave se incluye en la determinación de la ganancia o pérdida. La Compañía ha reconocido una pérdida por deterioro en el año finalizado el 31 de diciembre de 2019 relacionado con el valor llave de GETSA como se describe en la nota 15, que se incluyó en el rubro otros gastos, rubro neto del estado consolidado de resultados o pérdida y otros ingresos comprensivos para el periodo terminado el 31 de diciembre de 2019.

Estimación de pasivos contingentes por juicios y reclamos. El resultado final de la liquidación de denuncias, reclamos y litigios, como así también la calificación otorgada por la Dirección a un determinado asunto, puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, contratos, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por lo tanto, cualquier variación en las circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la previsión por contingencias registrada o la calificación otorgada por la Dirección.

Nuevas Normas e Interpretaciones Contables

Para una descripción de las normas e interpretaciones contables aplicadas por la Sociedad, véase la “*nota 2 de los Estados Contables Anuales de la Sociedad*”.

Descripción de los principales rubros

Ventas netas

Las ventas netas de la Sociedad incluyen los ingresos de los siguientes negocios en los que participa la Sociedad (i) generación de energía de fuentes convencionales, (ii) generación de energía de fuentes renovables, (iii) comercio y capacidad de transporte de gas natural, (iv) otros ingresos. Ver la “*Nota 5 (m) a los Estados Contables Anuales de la Sociedad*”.

Costo de ventas

Los costos de ventas de la Sociedad incluyen los costos directos relacionados con la generación de energía eléctrica y los costos operativos directamente relacionados con la generación y comercialización de energía eléctrica, tales como combustibles para generación térmica (gas natural y gas oil), salarios y beneficios, seguridad social y otros aportes con respecto al personal de planta, honorarios por servicios profesionales, otros gastos de personal, gastos de correo privado y telecomunicaciones, gastos de viaje, flete y seguro, bienes inmuebles, alquileres de maquinarias y equipos, impuestos, cargas y otras contribuciones, mantenimiento y reparaciones, contratos para obras y otros servicios, depreciación de bienes de uso, desvalorización de activos intangibles, combustibles, gas, electricidad y otros, materiales y equipos de instalación, provisiones y otros gastos de la Sociedad. Véase la “*Nota 5 (n) a los Estados Contables Anuales de la Sociedad*”.

Utilidad Bruta

La utilidad bruta de la Sociedad refleja las ventas netas menos los costos de venta.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización de la Sociedad incluyen los impuestos (principalmente el impuesto a los ingresos brutos), cargas y otras contribuciones, publicidad, cuentas de dudosa recuperabilidad y otros gastos. Véase el “*Anexo H a los Estados Contables Anuales de la Sociedad*”.

Gastos de administración

Los gastos de administración de la Sociedad incluyen gastos indirectos tales como salarios y beneficios, seguridad social y otros aportes con respecto al personal administrativo, honorarios por servicios profesionales, honorarios de directores y otros gastos de personal, gastos de correo privado y telecomunicaciones, gastos de viaje, flete y seguro, bienes inmuebles, alquileres de maquinarias y equipos, impuestos, cargas y otras contribuciones, mantenimiento y reparaciones, contratos para obras y otros servicios, depreciación de bienes de uso, amortización de activos intangibles, combustibles, gas, electricidad y otros, materiales y equipos de instalación, provisiones y otros gastos de la Sociedad. Véase el “*Anexo H a los Estados Contables Anuales de la Sociedad*”.

Otros ingresos (egresos)

Otros ingresos (egresos), netos principalmente incluye al impuesto a los débitos y créditos bancarios, bajas de activos fijos, cargo por impuesto a los débitos y créditos bancarios y otros ingresos y egresos diversos no recurrentes. Véase “*Nota 5(o) a los Estados Contables Anuales de la Sociedad*”.

Resultados financieros, netos

Resultados financieros, netos de la Sociedad, incluye (i) los ingresos financieros compuestos por ingresos por intereses y diferencia de cambio y (ii) los egresos financieros, compuestos por el cargo por intereses, las diferencias y variaciones de cambio, los costos de emisión y los impuestos de retención. Véase la “*Nota 5 (p) a los Estados Contables Anuales de la Sociedad*”.

Impuesto a las ganancias

El impuesto a las ganancias incluye el impuesto a las ganancias corriente y el impuesto a las ganancias diferido, en ambos casos, de las operaciones continuadas. La Sociedad reconoce los quebrantos acumulados y otros créditos impositivos como activos por impuesto diferido cuando es probable su deducción de ganancias impositivas futuras. A dichos fines, la Sociedad tiene en cuenta los resultados fiscales y la reversión de pasivos por diferencias temporarias proyectados. Véase la “*Nota 5 (q) a los Estados Contables Anuales de la Sociedad*”.

Pérdida (utilidad) neta del ejercicio

El resultado del ejercicio es la utilidad (pérdida) neta después de la deducción o la suma del impuesto a las ganancias y los ajustes por participaciones minoritarias, según corresponda.

Resultados de las Operaciones

Resultados seleccionados de las operaciones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

En la siguiente tabla se consignan nuestros Resultados seleccionados de las operaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2019:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2018	2019	Variación (%)
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)		
Ingresos por ventas netas	5.981	13.502	126%
Costo de ventas	(2.522)	(4.864)	93%
Utilidad bruta	3.459	8.638	150%
Gastos de comercialización	(49)	(119)	143%
Gastos de administración	(673)	(823)	22%
Otros egresos, netos	(401)	(1.363)	240%
Resultados por inversiones a largo plazo	(50)	(160)	220%
Resultados financieros, netos	(2.748)	(5.166)	88%
Utilidad (pérdida) neta antes de impuesto a las ganancias	(462)	1.007	-318%
Impuesto a las ganancias	(507)	(1.968)	288%
Utilidad (pérdida) neta del ejercicio	(969)	(961)	-1%
Otros resultados integrales			
Diferencia de cambio por conversión	5.478	5.554	1%
Total de otros resultados integrales	5.478	5.554	1%
Resultado integral total del ejercicio	4.509	4.593	2%

Ventas netas

Las ventas netas en 2019 fueron de Ps. 13.502 millones, es decir, Ps. 7.521 millones o un 126% superiores a los Ps. 5.981 millones del 2018. En la siguiente tabla se consigna la composición de nuestras ventas netas por segmento para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y 2018:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2018	2019	Variación (%)
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)		
Ingresos por ventas netas	5.981	13.502	126%
Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	3.688	4.802	30%
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables	2.121	8.382	295%
Comercialización de gas natural y capacidad de transporte	149	251	68%
Otros ingresos diversos	23	67	191%

Generación de energía de fuentes convencionales: las ventas netas de la Sociedad en el segmento de generación de energía de fuentes convencionales se incrementaron en Ps. 1.114 millones, o 30%, de Ps. 3.688 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 a Ps. 4.802 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019. Este aumento se debió principalmente a mayores ingresos expresados en pesos por efecto de la devaluación sobre las tarifas dolarizadas, que fueron parcialmente compensados por: i) la culminación del plazo contractual de las centrales térmicas Matheu, Paraná, Concepción del Uruguay, Olavarría y Las Armas I; ii) el nuevo esquema remunerativo de la RES 01/2019; y, iii) a menores ingresos por potencia puesta a disposición de los centros operativos discontinuados (CT Pinamar y CT Gobernador Costa y Río Mayo). El volumen total de energía generada por el segmento ascendió al 31 de Diciembre de 2019 y 2018 a 656 y 658 GWh, respectivamente. Esto se representa por un aumento del 2% en el volumen despachado a gas natural (638 GWh) y una baja del 43% (18 GWh) en el volumen de energía despachado utilizando combustibles líquidos.

Generación de energía eléctrica de fuentes renovables: las ventas netas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables aumentaron en Ps. 6.261 millones, o 295%, de Ps. 2.121

millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 a Ps. 8.382 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, debido principalmente a: i) puesta en funcionamiento de los parques Eólicos Madryn I y II, Villalonga I y II, Chubut Norte I, y Pomona I y II ii) puesta en funcionamiento de los parque solares Ullum I, II y III; y iii) mayores ingresos expresados en Pesos en base a los efectos de la devaluación cambiaria sobre las tarifas denominadas en Dólares. El volumen de energía eólica generada alcanzó los 1.662 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de Diciembre de 2019, en comparación con los 617 GWh generados en mismo ejercicio del 2018. El volumen de energía solar generada alcanzó los 192 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de Diciembre de 2019.

Comercialización de gas natural y capacidad de transporte: las ventas netas de la Sociedad en este segmento aumentaron en Ps. 102 millones, o 68%, de Ps. 149 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 a Ps. 251 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, debido principalmente a mayores ingresos por el aumento de los volúmenes transportados y el efecto de la devaluación cambiaria del peso sobre dichas tarifas.

Costo de ventas

El costo de ventas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue de Ps. 4.864 millones, un incremento del 93% en comparación con los Ps. 2.522 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. En la siguiente tabla se consigna la composición de nuestros costos de ventas por segmento por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 y 2019:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2018	2019	Variación (%)
	(Ps. En millones, a excepción de los porcentajes)		
Costo de ventas	2.522	4.864	93%
Compras para generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	182	240	32%
Compras para comercialización y transporte de gas natural	42	57	36%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes convencionales	1.605	2.268	41%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables	681	2.254	231%
Costos operativos comercialización y transporte de gas	12	45	275%

Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales aumentaron Ps. 721 millones, o 40%, de Ps. 1.787 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 a Ps. 2.508 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, debido principalmente a:

- (i) los efectos de la devaluación de la moneda sobre los costos denominados en dólares estadounidenses;
- (ii) al aumento de las amortizaciones de bienes de uso destinados al segmento por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados.

Generación de energía eléctrica de fuentes renovables: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables aumentaron Ps. 1.573 millones, o 231%, de Ps. 681 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 a Ps. 2.254 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, debido principalmente:

- (i) a los mayores costos debido a las puestas en funcionamiento de los parques eólicos PEM I y II, Villalonga I y II, Chubut Norte I, Pomona I y II, y los parques solares ULLUM I, II y III ;
- (ii) y al aumento en pesos de las amortizaciones de bienes de uso por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados.

Comercialización de gas natural y capacidad de transporte: el costo de ventas de la Sociedad proveniente de operaciones en este segmento aumentó Ps. 48 millones, o 89%, de Ps. 54 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 a Ps. 102 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, debido

principalmente a mayores ingresos por el aumento de los volúmenes transportados y el efecto de la devaluación cambiaria del peso sobre dichas tarifas.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de Ps. 119 millones, un aumento del 143% en comparación con los Ps. 49 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, como consecuencia del aumento de los costos laborales por los incrementos salariales en consonancia con la inflación del ejercicio y al mayor cargo por el impuesto a los ingresos brutos relacionados con la mayor facturación del ejercicio.

Gastos de administración

Los gastos administrativos por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de Ps. 823 millones, un aumento del 22% en comparación con los Ps. 673 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Dicha variación corresponde principalmente a; i) el aumento de los costos laborales por los incrementos salariales en consonancia con la inflación del ejercicio y del crecimiento de la estructura de personal; ii) mayores gastos por honorarios y servicios administrativos de las sociedades adquiridas; y, iii) al aumento del cargo en Pesos de las amortizaciones de los activos dolarizados por efecto de la devaluación cambiaria.

Otros egresos, netos

Los otros egresos por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendieron a Ps. 1.363 millones, representando un aumento del 240% en comparación con egresos por Ps. 401 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Los otros egresos aumentaron como se menciona en la nota 15 a los estados contables al 31 de diciembre de 2019, a partir de emisión de la Res. SRRYME N° 1/19, mediante la cual se dejó sin efecto el esquema de remuneración de la Res. SEE N° 19/17, se produjo una disminución en los ingresos actuales y futuros de las unidades de generación térmica que operaban bajo la antigua resolución. Considerando el efecto adverso que este nuevo esquema remunerativo representa en flujos futuros de las unidades térmicas, la Compañía llevó a cabo una revisión del importe recuperable de los valores llaves y activos fijos relacionados con dichas unidades (tanto de su propiedad como de sus subsidiarias). Dicha revisión determinó un cargo pérdida por desvalorización del importe total del Valor llave asociado a la adquisición de Generadora Eléctrica de Tucumán S.A. por Ps. 762 millones y un deterioro parcial de los activos fijos por 191. En Genneia S.A. el deterioro parcial de los activos fijos ascendió a Ps. 365 millones.

Resultados por inversiones a largo plazo

Los resultados por inversiones a largo plazo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 ascendieron a Ps. 160 millones, representando un aumento del 220% en comparación con el resultado de Ps. 50 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Dichos resultados se atribuyen al 31 de diciembre de 2019 a nuestra participación en Vientos de Necochea S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., y al 31 de diciembre de 2018 a nuestra participación en Vientos de Necochea S.A.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de Ps. 5.166 millones un aumento del 88% en comparación con los Ps. 2.748 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

Esta variación se debe principalmente al mayor devengamiento de intereses del ejercicio, debido al efecto conjunto de: i) a las distintas fuentes de financiamiento obtenidas por la Sociedad, para hacer frente a la construcción de sus diversos proyectos; y, ii) al efecto de la devaluación sobre el devengamiento. Estos efectos fueron parcialmente compensados por los ingresos obtenidos de los instrumentos medidos a valor razonable. El cargo negativo por diferencia de cambio mostró un aumento del 18%, situándose en 1.398 millones en comparación con los 1.187 millones del ejercicio anterior. Este fue el resultado de la devaluación del ejercicio sobre una menor posición activa en pesos. Con respecto a la devaluación cambiaria, cabe mencionar, que el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2019 concluyó con una devaluación del peso frente al dólar del 58 %, en comparación a la devaluación cambiaria del 101 % del ejercicio anterior. Por otro lado, es pertinente aclarar que los saldos a cobrar por venta de energía a CAMMESA e IEASA (Ex ENARSA) son liquidados en pesos al tipo de cambio vigente al vencimiento

teórico de la liquidación de venta a pesar que los contratos de suministro firmados con dichas entidades presentan tarifas dolarizadas y que en los mismos existen mecanismos previstos por los cuales la Sociedad mantiene el derecho de percibir un ajuste por la diferencia de cambio producida por la evolución del tipo de cambio utilizado para la facturación hasta el momento de la efectiva cobranza.

Impuesto a las ganancias

Los cargos por impuesto a las ganancias por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de una pérdida de Ps. 1.968 millones, una variación del 288% en comparación con la pérdida de Ps. 507 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. La variación negativa corresponde principalmente a; i) el efecto durante el periodo de la aplicación del ajuste por inflación, establecido por la normativa fiscal vigente; ii) al efecto durante el periodo de la depreciación del peso respecto del dólar en el cálculo del impuesto diferido sobre un mayor saldo de bienes de uso e intangibles; y, iii) al efecto de la devaluación sobre el quebranto fiscal activado y la recuperabilidad de los mismos.

Pérdida neta del ejercicio

Nuestra pérdida neta por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue Ps. 961 millones, en comparación con la pérdida neta de Ps. 969 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Esta evolución se explica, mayormente, por una mayor utilidad bruta debido a: i) la puesta en funcionamiento de los Parques Eólicos PEM I, Villalonga I y II, Chubut Norte I y los Parque Solares ULLUM I, II y III a finales del ejercicio 2018; ii) a la puesta en marcha durante el presente ejercicio de los Parques Eólicos PEM II, Pomona I y II y Villalonga II, y iii) el beneficio producido por la devaluación del tipo de cambio; lo que fue compensado casi en su totalidad por el aumento en los gastos de comercialización, de administración, otros egresos, resultados financieros e impuesto a las ganancias tal como se detalla *utsupra*.

Otros resultados integrales

Los otros resultados integrales ascendieron a Ps. 5.554 millones y principalmente incluyen las diferencias de cambio relacionadas al proceso de conversión de la moneda funcional (Dólares) a la moneda de presentación (Pesos) de la Empresa y las relacionadas con inversiones en empresas con monedas funcionales distintas a los dólares estadounidenses. Dichos resultados aumentaron en 1% respecto del año anterior. Cabe mencionar que la devaluación cambiaria fue del 58% en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2019, en comparación al 101% del ejercicio anterior.

Resultado integral total del ejercicio

Los resultados integrales totales por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron de Ps. 4.593 millones en comparación con la ganancia de Ps. 4.509 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Esta evolución positiva se explica, mayormente, por el beneficio producido por la devaluación del tipo de cambio junto con el incremento de la utilidad bruta como consecuencia de los mejores resultados producto de la consolidación operativa ocurrida en el año.

Resultados seleccionados de las operaciones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

En la siguiente tabla se consignan nuestros Resultados seleccionados de las operaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017 y 2018:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2017	2018	Variación (%)
(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)			
Ingresos por ventas netas	2.646	5.981	126%
Costo de ventas	(1.192)	(2.522)	112%
Utilidad bruta	1.454	3.459	138%
Gastos de comercialización	(22)	(49)	123%
Gastos de administración	(215)	(673)	213%
Otros egresos, netos	(74)	(401)	442%
Resultados por inversiones a largo plazo	(2)	(50)	2400%
Resultados financieros, netos	(787)	(2.748)	249%
Utilidad (pérdida) neta antes de impuesto a las ganancias	354	(462)	-231%

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2017	2018	Variación (%)
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)		
Impuesto a las ganancias	287	(507)	-277%
Utilidad (pérdida) neta del ejercicio	641	(969)	-251%
Otros resultados integrales			
Diferencia de cambio por conversión	580	5.478	844%
Total de otros resultados integrales	580	5.478	844%
Resultado integral total del ejercicio	1.221	4.509	269%

Ventas netas

Las ventas netas en 2018 fueron de Ps. 5.981 millones, es decir, Ps. 3.335 millones o un 126% superiores a los Ps. 2.646 millones del 2017. En la siguiente tabla se consigna la composición de nuestras ventas netas por segmento para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 y 2017:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2017	2018	Variación (%)
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)		
Ingresos por ventas netas	2.646	5.981	126%
Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	1.883	3.688	96%
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables	680	2.121	212%
Comercialización de gas natural y capacidad de transporte	78	149	91%
Otros ingresos diversos	5	23	360%

Generación de energía de fuentes convencionales: las ventas netas de la Sociedad en el segmento de generación de energía de fuentes convencionales se incrementaron en Ps. 1.805 millones, o 96%, de Ps. 1.883 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 a Ps. 3.688 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Este aumento se debió principalmente a: i) la puesta en marcha de la CT Bragado II y III en el mes de Febrero y Mayo de 2017, respectivamente, cuya potencia instalada asciende a 59 MW cada una; ii) la adquisición dos centrales térmicas ubicadas en la provincia de Tucumán en Agosto de 2017, cuya potencia instalada asciende a 245 MW; iii) mayores ingresos expresados en pesos por efecto de la devaluación sobre las tarifas dolarizadas; y iv) por mayores ingresos por potencia puesta a disposición en comparación con el ejercicio anterior; lo cual fue compensado parcialmente por los mayores costos operativos de la puesta en marcha de CT Bragado II y III y de la CT adquirida Cruz Alta; y por mayor cargo en pesos de la depreciación de los bienes de uso por efecto de la devaluación en comparación con el ejercicio anterior.

Generación de energía eléctrica de fuentes renovables: las ventas netas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables aumentaron en Ps. 1.441 millones, o 212%, de Ps. 680 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 a Ps. 2.121 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, debido principalmente a: i) la energía generada por el parque Eólico Loma Blanca IV; ii) mayor volumen de energía generada por la entrada en operación de la extensión del parque Eólico Rawson, iii) puesta en funcionamiento de los parques Eólicos Madryn I, Villalonga I y Chubut Norte I, iv) puesta en funcionamiento de los parques solares Ullum I, II y III; y v) mayores ingresos expresados en Pesos en base a los efectos de la devaluación cambiaria sobre las tarifas denominadas en Dólares. El volumen de energía eólica generada alcanzó los 608,1 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018, en comparación con los 498,4 GWh generados en mismo ejercicio del 2017. El volumen de energía solar generada alcanzó los 6,3 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018.

Comercialización de gas natural y capacidad de transporte: las ventas netas de la Sociedad en este segmento aumentaron en Ps. 71 millones, o 91%, de Ps. 78 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 a Ps. 149 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, debido principalmente a mayores ingresos por el aumento de los volúmenes transportados y el efecto de la devaluación cambiaria del peso sobre dichas tarifas.

Costo de ventas

El costo de ventas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fue Ps. 2.522 millones, un incremento del 112% en comparación con los Ps. 1.192 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. En la

siguiente tabla se consigna la composición de nuestros costos de ventas por segmento por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 y 2018:

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2017	2018	Variación (%)
	(Ps. En millones, a excepción de los porcentajes)		
Costo de ventas	1.192	2.522	112%
Compras para generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	71	182	156%
Compras para comercialización y transporte de gas natural	17	42	147%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes convencionales	903	1.605	78%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables	196	681	247%
Costos operativos comercialización y transporte de gas	5	12	140%

Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales aumentaron Ps. 813 millones, o 83%, de Ps. 974 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 a Ps. 1.787 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, debido principalmente a:

- (iii) los efectos de la devaluación de la moneda sobre los costos denominados en dólares estadounidenses;
- (iv) a mayores costos por el ingreso en operación de las nuevas CT de Bragado II y III y la CT Cruz Alta adquirida en la provincia de Tucumán;
- (v) al aumento de las amortizaciones de bienes de uso destinados al segmento por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados.

Generación de energía eléctrica de fuentes renovables: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables aumentaron Ps. 485 millones, o 247%, de Ps. 196 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 a Ps. 681 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, debido principalmente

- (iii) a los costos operativos del parque eólico Trelew, y a los mayores costos debido a las puestas en funcionamiento de los parques Eólicos Madryn I, Villalonga I y Chubut Norte I y parque solares Ullum I, II y III;
- (iv) y al aumento en pesos de las amortizaciones de bienes de uso por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados.

Comercialización de gas natural y capacidad de transporte: el costo de ventas de la Sociedad proveniente de operaciones en este segmento aumentó Ps. 32 millones, o 145%, de Ps. 22 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 a Ps. 54 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, debido principalmente a mayores ingresos por el aumento de los volúmenes transportados y el efecto de la devaluación cambiaria del peso sobre dichas tarifas.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron de Ps. 49 millones, un aumento del 123% en comparación con los Ps. 22 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, como consecuencia del aumento de los costos laborales por los incrementos salariales en consonancia con la inflación del ejercicio y al mayor cargo por el impuesto a los ingresos brutos relacionados con la mayor facturación del ejercicio.

Gastos de administración

Los gastos administrativos por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron Ps. 673 millones, un aumento del 213% en comparación con los Ps. 215 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. Dicha variación corresponde principalmente a; i) el aumento de los costos laborales por los incrementos salariales en consonancia con la inflación del ejercicio y del crecimiento de la estructura de personal; ii) mayores gastos de investigación y desarrollo relacionados con la generación de energía térmica, eólica, solar y biomasa; iii) mayores gastos por honorarios y servicios administrativos de las sociedades adquiridas; y, iv) al aumento del cargo en Pesos de las amortizaciones de los activos dolarizados por efecto de la devaluación cambiaria.

Otros egresos, netos

Los otros egresos por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendieron a Ps. 401 millones, representando un aumento de Ps. 327 millones en comparación con egresos por Ps. 74 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. Este incremento de los gastos se debió principalmente a que durante el año, la Compañía llevó a cabo una revisión del importe recuperable de los valores llaves y activos intangibles relacionados con las adquisiciones de Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3. La revisión condujo al reconocimiento de una pérdida neta por deterioro de Ps. 258 millones, la cual se ha reconocido en el estado de resultados dentro de otros egresos, netos. Además, el rubro se vio afectado por un aumento en los gastos por impuesto sobre los débitos y créditos bancarios.

Resultados por inversiones a largo plazo

Los resultados por inversiones a largo plazo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 ascendieron a Ps. 50,3 millones, representando un aumento de Ps.48,4 millones en comparación con el resultado de Ps. 1,9 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, y se atribuyen a nuestra participación en Vientos de Necochea S.A.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron de Ps. 2.748 millones un aumento del 249% en comparación con los Ps. 787 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017.

Esta variación se debe principalmente al cargo por diferencia de cambio sobre la posición activa en pesos de la compañía, debido a la mayor devaluación del ejercicio, comparada con el ejercicio anterior. Con respecto a la devaluación cambiaria, cabe mencionar, que el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018 concluyó con una devaluación del peso frente al dólar del 103%, en comparación a la devaluación cambiaria del 17% del ejercicio anterior. Además de la pérdida por diferencia de cambio, arriba mencionada, este efecto devaluatorio involucro mayores cargos en pesos de los intereses financieros devengados por deudas nominadas en Dólares, y la devaluación de instrumentos financieros valuados a valor razonable con cambios en resultados. Por otro lado, es pertinente aclarar que los saldos a cobrar por venta de energía a CAMMESA y IEASA (Ex ENARSA) son liquidados en pesos al tipo de cambio vigente al vencimiento teórico de la liquidación de venta a pesar que los contratos de suministro firmados con dichas entidades presentan tarifas dolarizadas y que en los mismos existen mecanismos previstos por los cuales la Sociedad mantiene el derecho de percibir un ajuste por la diferencia de cambio producida por la evolución del tipo de cambio utilizado para la facturación hasta el momento de la efectiva cobranza.

Impuesto a las ganancias

El cargo por impuesto a las ganancias por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 descendió a una pérdida de Ps. 507 millones, una variación del -277% en comparación con la ganancia de Ps. 287 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. La variación negativa corresponde principalmente al efecto durante el ejercicio de la depreciación del peso respecto del dólar en el cálculo del impuesto diferido sobre los bienes de uso y sobre el quebranto fiscal activado y al reconocimiento de una pérdida en concepto de quebrantos fiscales que prescribirán en los años 2019 y 2020 y que tenían una alta probabilidad de no ser utilizados. La ganancia correspondiente al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2017, incluía el efecto de la reforma fiscal sancionada al cierre del ejercicio, la cual incluye una menor tasa que redujo el impacto de la reversión futura de los pasivos por impuestos diferidos relacionados con la valuación de los bienes de uso.

(Pérdida) Utilidad neta del ejercicio

Nuestra pérdida neta por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fue Ps. 969 millones, en comparación con la ganancia neta de Ps. 641 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. Esta evolución negativa se explica, mayormente, por el aumento en los gastos de administración, otros egresos y resultados financieros tal como se detalla *utsupra*; lo que fue compensado parcialmente por: i) la puesta en funcionamiento de la ampliación de la central térmica Bragado, del parques eólicos Rawson III y del parque eólico Madryn I, los Parque Solares Ullum I, II y III, y los parques eólicos Villalonga I y Chubut Norte I; y a las adquisiciones de la Central Térmica Cruz Alta y del Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.; y ii) el beneficio producido por la devaluación del tipo de cambio.

Otros resultados integrales

Los otros resultados integrales ascendieron a Ps. 5.478 millones y principalmente incluyen las diferencias de cambio relacionadas al proceso de conversión de la moneda funcional (Dólares) a la moneda de presentación (Pesos) de la Empresa y las relacionadas con inversiones en empresas con monedas funcionales distintas a los dólares estadounidenses. Dichos resultados aumentaron en 844% respecto del año anterior. Cabe mencionar que la devaluación cambiaria fue del 103% en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2018, en comparación al 17% del ejercicio anterior.

Resultado integral total del ejercicio

Los resultados integrales por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fueron de Ps. 4.509 millones de pesos en comparación con la ganancia de Ps. 1.221 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. Esta evolución positiva se explica, mayormente, por el beneficio producido por la devaluación del tipo de cambio junto con el incremento de la utilidad bruta como consecuencia de los mejores resultados producto de la consolidación operativa ocurrida en el año.

Liquidez y Recursos de Capital

Los requerimientos de capital de la Sociedad obedecen principalmente a costos de operación y mantenimiento relativos a los activos operativos; inversiones en bienes de capital en relación con la construcción de nuevos activos de generación eléctrica o con el mejoramiento de los activos operativos existentes; y pagos por servicios de deuda.

Las fuentes principales de liquidez y recursos de capital de la Sociedad son los fondos generados por las actividades operativas, principalmente la generación de energía eléctrica; los ingresos financieros provenientes de la inversión del efectivo y los fondos disponibles de la Sociedad; el acceso a los mercados de capitales de deuda y, en menor medida, al mercado de deuda bancaria.

Flujo de Efectivo

En la siguiente tabla se consignan nuestro flujo de efectivo por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2017, 2018 y 2019:

	2017	31 de diciembre de 2018	2019
		(Ps.en millones)	
Flujo de Efectivo generado por (aplicado a):			
Actividades operativas	1.420	2.067	8.332
Actividades de inversión	(4.618)	(11.368)	(10.685)
Actividades de financiación	4.195	12.375	432
Efecto de las variaciones del tipo de cambio sobre el efectivo	62	905	1.575
Incremento (disminución) en efectivo y equivalentes de efectivo	1.059	3.979	(346)

Efectivo Generado por Actividades Operativas

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017

El efectivo generado por actividades operativas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 fue de Ps. 2.067 millones, en comparación con Ps. 1.420 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017. La variación positiva se debió principalmente a la mayor utilidad bruta del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 en comparación con el ejercicio anterior.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018

El efectivo generado por actividades operativas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 fue de Ps. 8.332 millones, en comparación con Ps. 2.067 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. La variación positiva se debió principalmente a la mayor utilidad bruta del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 en comparación con el ejercicio anterior.

Efectivo aplicado a Actividades de Inversión

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017

El efectivo neto aplicado en las actividades de inversión en 2018 fue de Ps. 11.368 millones, en comparación con los Ps. 4.618 millones aplicados en 2017. La erogación de fondos en adquisiciones de bienes de uso en 2018 corresponde principalmente al pago por las inversiones en los parques eólicos Madryn I, Madryn II, Chubut Norte I, Villalonga I y Pomona I. En 2017, las aplicaciones de fondos en las actividades de inversión corresponden principalmente a la adquisición de las compañías GETSA y PELBIV, dueñas de la Central térmica “El Bracho” y el parque eólico “Loma Blanca IV”, respectivamente, y a inversiones relacionadas con la obra de ampliación de la central térmica Bragado II y III, y las obras en el parque eólico Rawson III, y en los parques eólicos Madryn I, Madryn II, Villalonga I y Chubut Norte I. Incluye Ps. 239 millones y 42 millones correspondientes a pagos de intereses capitalizados en activo fijo por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018

El efectivo neto aplicado en las actividades de inversión en 2019 fue de Ps. 10.685 millones, en comparación con los Ps. 11.368 millones aplicados en 2018. La erogación de fondos en adquisiciones de bienes de uso en 2019 corresponde principalmente al pago por las inversiones en los parques eólicos Madryn II, Chubut Norte II, y Pomona I y II. En 2018, la erogación de fondos en adquisiciones de bienes de uso corresponde principalmente al pago de los anticipos de los parques eólicos Madryn I y II, Chubut Norte I, Villalonga I y II y Pomona I; y de los parques solares Ullums. Incluye Ps. 1.123 millones y 239 millones correspondientes a pagos de intereses capitalizados en activo fijo por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, respectivamente.

Efectivo Generado por (aplicado a) Actividades de Financiación

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017

Los fondos netos generados por las actividades de financiación en el período 2018 totalizan Ps. 12.375 millones, en comparación con los Ps. 4.195 millones generados en el período 2017. Esta evolución se debe principalmente al desembolso de las nuevas Obligaciones Negociables Clase XX, XXI y XXII por un total de US\$163 millones, US\$51,4 millones y US\$50 millones, respectivamente, y al aumento de capital realizado en el mes de marzo del 2018 por un total de US\$20 millones. Además se desembolsaron los siguientes préstamos otorgados por: i) Banco Ciudad US\$5,5 millones, ii) Banco Provincia US\$5,5 millones y US\$4,35 millones, iii) Banco Itaú S.A. US\$7 millones y US\$10 millones, iv) Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A. US\$10 millones, y v) Banco Chubut S.A. US\$2 millones. Todo ello se vio compensado por la cancelación de los préstamos otorgados por el Banco Ciudad por US\$4 millones, US\$6 millones, y por el Banco Provincia por US\$4 millones; y a la cancelación total de la Obligación Negociable Clase XIV (US\$25 millones).

Los fondos netos generados por las actividades de financiación en el ejercicio 2017 totalizan Ps. 4.195 millones, los cuales se deben principalmente al desembolso de la nueva Obligación Negociable Clase XX por un total de US\$350 millones y al aumento de capital realizado en el mes de marzo del 2017 por un total de US\$50 millones y otro aumento de capital por US\$50 millones en el mes de Septiembre del 2017. También se concretó el desembolso de nuevos préstamos: i) US\$4 millones otorgado por el Banco Provincia de Buenos Aires, ii) US\$10 millones otorgado por el Banco Macro S.A., y iii) US\$6 millones otorgado por el Banco Ciudad. Todo ello se vio parcialmente compensado por el pago de diversas deudas financieras y bancarias, especialmente la cancelación del préstamo Sindicado por un total de US\$112 millones otorgado por el Banco Itaú S.A., Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A. y Banco Macro S.A., a la cancelación anticipada de las Obligaciones Negociables Clase II y III por US\$38,5 millones y a los pagos de cuotas de capital de las Obligaciones Negociables Clase XIII (US\$8,3 millones), Clase XVI (ARS 48,9 millones), Clase XIX (ARS 462,2 millones) y Clase XVII (US\$20,2 millones), y de préstamos otorgados por el Banco Hipotecario por US\$30 millones, US\$4,9 millones al Banco Provincia, entre otros.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018

Los fondos netos generados por las actividades de financiación en el período 2019 totalizan Ps. 432 millones, en comparación con los Ps. 12.375 millones generados en el período 2018. Esta evolución se debe principalmente al desembolso de los siguientes préstamos otorgados por: i) Banco Ciudad U\$S 2 millones y U\$S 7,5 millones, ii) Banco Provincia U\$S 5,5 millones, U\$S 2,9 millones y ARS 198 millones, iii) Banco Itaú S.A. U\$S 3 millones, iv) Banco Macro S.A. U\$S 22,5 millones, v) Banco Mariva S.A. U\$S 1,2 millones y U\$S 1 millón, vi) Sindicado por U\$S 20 millones, y vii) Banco Chubut S.A. por U\$S 2,5 millones. También se emitieron nuevas obligaciones negociables: i) ON Clase XXIII y XXV por un total de U\$S 6,9 millones y ARS 441,2 millones, respectivamente. Además tuvieron lugar nuevos desembolsos de los Project Finance de las empresas Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A. y Genneia Vientos del Sudoeste S.A. Todo ello se vio compensado por la cancelación de los préstamos otorgados por el Banco Ciudad por U\$S 19 millones, Banco Chubut por U\$S 2 millones, por el Banco Provincia por U\$S 18 millones, por el Banco Itaú S.A. por U\$S 20 millones, por el Banco ICBC U\$S 10 millones, por el Banco Macro U\$S 10 millones y por el Banco Mariva S.A. U\$S 1.2 millones; y a la cancelación parcial de la deuda financiera que posee Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. y Genneia Desarrollos S.A.

Los fondos netos generados por las actividades de financiación en el ejercicio 2018 totalizan Ps. 12.375, que se debe principalmente al desembolso de las nuevas Obligaciones Negociables Clase XX, XXI y XXII por un total de U\$S 163 millones, U\$S 51,4 millones y U\$S 50 millones, respectivamente, y al aumento de capital realizado en el mes de marzo del 2018 por un total de U\$S 20 millones. Además, se desembolsaron los siguientes préstamos otorgados por: i) Banco Ciudad U\$S 5,5 millones, ii) Banco Provincia U\$S 5,5 millones y U\$S 4,35 millones, iii) Banco Itaú S.A. U\$S 7 millones y U\$S 10 millones, iv) Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A. U\$S 10 millones, y v) Banco Chubut S.A. U\$S 2 millones. Todo ello se vio compensado por la cancelación de los préstamos otorgados por el Banco Ciudad por U\$S 10 millones, y por el Banco Provincia por U\$S 4 millones; y a la cancelación total de la Obligación Negociable Clase XIV (U\$S 25 millones).

Inversiones en Bienes de Capital

Las principales inversiones en bienes de capital de la Sociedad desde 2009 se han relacionado con el desarrollo de su unidad de negocios de generación eléctrica, en las centrales de generación térmica que comprende las centrales térmicas, los parques eólicos Rawson I, II & III, Madryn I & II, Villalonga I & II, Pomona I & II, Chubut Norte I y las plantas solares Ullum I, II & III con una capacidad combinada de 566 MW.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, nuestras inversiones de capital fueron de aproximadamente US\$236.2 millones. Estas inversiones se utilizaron principalmente para la construcción de nuevos proyectos de generación térmica (Bragado II y III) y la adquisición de la central térmica Cruz Alta.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, nuestras inversiones de capital fueron de aproximadamente US\$250.3 millones. Estas inversiones se vinculan principalmente con la construcción de nuevos proyectos de generación eólica y solar.

Al 31 de diciembre de 2019, nuestras inversiones de capital fueron de aproximadamente US\$438.43 millones. Estas inversiones se vinculan principalmente con la construcción de nuevos proyectos de generación eólica.

De acuerdo con nuestro plan de inversiones de capital, en vigencia a la fecha de este Prospecto, planeamos realizar inversiones de capital en 2020 por aproximadamente US\$84.7 millones, los cuales se invertirán a en el desarrollo de nuestros proyectos de parques eólicos.

Nuestras inversiones de capital en parques eólicos para 2020 incluirán:

- Parque eólico Chubut Norte III y IV – Aproximadamente US\$56,2 millones (un total de US\$190,0 millones de los cuales se invirtieron aproximadamente US\$133,8 millones al 31 de diciembre de 2019).
- Parque eólico Necochea – Aproximadamente US\$3,9 millones, (un total de US\$62,0 millones de los cuales se invirtieron aproximadamente US\$58,14 millones al 31 de diciembre de 2019)
- Parque eólico Chubut Norte II – Aproximadamente US\$24,6 millones (un total de US\$39,0 millones de los cuales se invirtieron aproximadamente US\$14,37 millones al 31 de diciembre de 2019).

Nuestro plan de inversiones de capital puede cambiar debido a:

- Participación en nuevos procesos de licitación pública para el desarrollo de nuevos proyectos de generación de energía.
- Fusiones & Adquisiciones.

Obligaciones Contractuales

En la siguiente tabla se detallan las principales obligaciones contractuales de la Sociedad al 31 de diciembre de 2019, así como los vencimientos de dichas obligaciones:

	Pagos adeudados por período			Total
	Menos de 1 año	1 a 3 años	Más de 3 años	
	(Ps.en millones)			
Bonos locales	5.134	33.557	-	38.691
Préstamos	5.085	4.865	9.167	19.117
Proveedores de turbinas eólicas	2.565	-	-	2.565
Contratos de Obra civil y eléctrica	446	-	-	446
Contratos de EPC	2.821	-	-	2.821
Servicios O&M	800	2.345	3.729	6.874
Monto total de las obligaciones Contractuales	16.851	40.767	12.896	70.514

Endeudamiento

El siguiente cuadro brinda un resumen de la deuda total de la Sociedad al 31 de diciembre de 2017, 2018 y 2019:

	31 de diciembre de		
	2017	2018	2019
	(en millones de US\$)		
Préstamos corrientes:			
Obligaciones negociables	37,6	17,8	103,5
Otras deudas bancarias y financieras	26,9	73,5	73,8
Partes relacionadas, neto de comisiones	-	-	12,5
Arrendamientos financieros	1,4	0,4	0,9
Total préstamos corrientes	65,9	91,7	190,7
Préstamos no corrientes:			
Obligaciones negociables	366,1	577,3	504,7
Otras deudas bancarias y financieras	92,8	201,2	186,3
Partes relacionadas, neto de comisiones	-	49,5	61,1
Arrendamientos financieros	1,8	3,1	3,0
Total préstamos no corrientes	460,7	831,1	755,1
Total préstamos	526,6	922,8	945,8
	31 de diciembre de		
	2017	2018	2019
	(en millones de pesos)		
Préstamos corrientes:			
Obligaciones negociables	701	673	6.197
Otras deudas bancarias y financieras	501	2.771	4.419
Partes relacionadas, neto de comisiones	-	1	750
Arrendamientos financieros	26	16	53
Total préstamos corrientes	1.228	3.461	11.419
Préstamos no corrientes:			
Obligaciones negociables	6.827	21.765	30.229
Otras deudas bancarias y financieras	1.731	7.585	11.155
Partes relacionadas, neto de comisiones	-	1.866	3.658
Arrendamientos financieros	34	116	179
Total préstamos no corrientes	8.592	31.332	45.221
Total préstamos	9.820	34.793	56.640

FINANCIAMIENTO

Financiamiento del Proyecto Pomona I

El 8 de junio de 2018, Genneia Vientos del Sudoeste S.A. (“**GVSO**”), subsidiaria totalmente controlada por la Sociedad, celebró contratos de financiamiento para el parque eólico de Pomona I, por hasta US\$142 millones que se utilizarán para hacer frente a los costos de construcción y puesta en marcha del proyecto.

Los acuerdos de financiamiento incluyen un préstamo garantizado sin recurso a 16 años otorgado por Kreditanstalt FürWiederaufbau, KfW Ipex-Bank GmbH (KfW) y un préstamo sin garantía ni recurso a 15 años otorgado por DEG - Deutsche Investitionsk - Und Entwicklungsgesellschaft MbH (DEG). El préstamo de KfW está garantizado por la Agencia de Crédito a la Exportación de Alemania, Euler Hermes, a través de un acuerdo integral de crédito comercial y político para la exportación. El desembolso de los fondos está sujeto a la satisfacción de ciertas condiciones precedentes pactadas. A la fecha del presente Prospecto, los desembolsos se han ido concretando en función de las certificaciones de los hitos del proyecto. Los acuerdos de financiamiento contienen cláusulas que limitan la habilidad de GVSO de pagar dividendos y prevén el otorgamiento de diversas garantías en favor de los acreedores, entre las que se encuentran la cesión de los derechos reales de usufructo sobre los inmuebles donde se instalará el Proyecto, cesiones directas, fiduciarias o en garantía, totales o parciales, de ciertos derechos de GVSO, incluyendo los derechos de cobro bajo el Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable celebrado con CAMMESA, seguros y otros documentos relacionados con el Parque; prenda sobre acciones representativas del 100% del capital social de GVSO, garantías sobre cuentas bancarias y prenda sobre los activos principales de GVSO.

Financiamiento del Proyecto Villalonga I y Chubut Norte I

El 19 de junio de 2018, Genneia Vientos Argentinos S.A. (“**GVA**”) y Genneia Vientos del Sur S.A. (“**GVS**”), subsidiarias totalmente controladas por la Sociedad, celebraron contratos de financiamiento para los parques eólicos Villalonga I y Chubut Norte I por hasta US\$130,7 millones que se utilizarán para hacer frente a los costos de construcción y puesta en marcha de dichos proyectos.

Los acuerdos de financiamiento incluyen un préstamo sin recurso a 15 años compuesto de dos tramos, uno otorgado por la Agencia de Crédito a la Exportación de Dinamarca (EKF) y otro tramo garantizado otorgado por Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC), un préstamo sin garantía y sin recurso a 15 años otorgado por Corporación Andina de Fomento (CAF) y un préstamo sin garantía y sin recurso a 15 años otorgado por Nederlandse Financierings-Maatschappij Voor Ontwikkelingslanden NV (FMO). El tramo otorgado por SMBC está garantizado por EKF a través de un acuerdo integral de garantía de crédito a la exportación político y comercial. El desembolso de los fondos está sujeto a la satisfacción de ciertas condiciones precedentes pactadas. Los acuerdos de financiamiento contienen cláusulas que limitan la habilidad de GVA y GVS de pagar dividendos y prevén el otorgamiento de diversas garantías en favor de los acreedores, entre las que se encuentran hipotecas sobre los inmuebles donde se instalarán los Proyectos, cesiones directas, fiduciarias o en garantía, totales o parciales, de ciertos derechos de GVA y GVS, incluyendo los derechos de cobro bajo los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable celebrados con CAMMESA, seguros y otros documentos relacionados con los Parques; prenda sobre acciones representativas del 100% del capital social de GVA y GVS, garantías sobre cuentas bancarias y prenda sobre los activos principales del Proyecto.

El desembolso de los fondos está sujeto a la satisfacción de ciertas condiciones precedentes pactadas. A la fecha del presente Prospecto los desembolsos se han ido concretando en función de las certificaciones de los hitos del proyecto. Financiamiento del Proyecto Pomona II y Chubut Norte II

El 23 de julio de 2019, Genneia S.A. firmó un préstamo corporativo de U\$S 31 millones con KfW para la construcción de los parques eólicos Pomona II (12 MW) y Chubut Norte II (26 MW). El financiamiento implica un préstamo garantizado de 4 años otorgado por KfW. El préstamo KfW está garantizado por la Agencia Alemana de Crédito a la Exportación Euler Hermes. Los desembolsos están sujetos a la satisfacción de ciertas condiciones precedentes acordadas y la conformidad de las entidades prestamistas con el alcance de los controles cambiarios establecidos por el BCRA a partir del 1 de septiembre de 2019. A la fecha del presente Prospecto, los desembolsos se han ido concretando en función de las certificaciones de los hitos del proyecto.

Obligaciones Negociables

En el marco del Programa, la Sociedad se encuentra autorizada a emitir obligaciones negociables simples no

convertibles, garantizadas o no garantizadas, subordinadas o no subordinadas, a corto o largo plazo, denominadas en dólares estadounidenses o pesos, por un monto de capital en cualquier momento en circulación de hasta US\$800.000.000 (o su equivalente en pesos).

Al 31 de marzo de 2020, la Sociedad tenía cinco clases de obligaciones negociables denominadas en dólares estadounidenses y una clase de obligación negociable denominada en pesos argentinos, todas las cuales fueron emitidas bajo el Programa de la Sociedad. En la siguiente tabla se resumen los principales términos y condiciones de las obligaciones negociables de la Sociedad al 31 de marzo de 2020:

Notes	Capital en circulación al 31 de marzo de 2020	Tasa de interés	Fecha de Emisión	Vencimiento
		(en millones de U.S.\$)		
Serie XVIII ⁽¹⁾	US\$ 20.0	2,0%	20 de noviembre de 2015	20 de noviembre de 2020
Serie XX ⁽²⁾	US\$ 350.0	8,75%	20 de enero de 2017	20 de enero de 2022
Serie XX (Reapertura) ⁽²⁾	US\$ 150.0	8,75%	30 de enero de 2018	20 de enero de 2022
Serie XXI ⁽³⁾	US\$ 51.5	12%	23 de noviembre de 2018	23 de noviembre de 2020
Serie XXIII ⁽⁴⁾	US\$ 6.9	10%	20 de diciembre de 2019	20 de diciembre de 2020
		BADLAR +		
Serie XXV ⁽⁵⁾	Ps. 441.8	10%	20 de diciembre de 2019	20 de junio de 2020

Notas:

- (1) El 20 de noviembre de 2015, la Sociedad emitió obligaciones negociables por un valor nominal de US\$20 millones bajo el programa. Los fondos obtenidos fueron aplicados a financiar parcialmente la ejecución de los proyectos Parque Eólico Madryn I.
El 30 de abril de 2020, la Sociedad realizó una recompra de la ON XVIII por US\$ 1.781.621, las cuales se encuentran actualmente en cartera de la compañía. Representando el 8.91% del monto total en circulación
- (2) El 30 de enero de 2018, la Sociedad emitió obligaciones negociables adicionales luego de la reapertura de la emisión original. Los fondos obtenidos fueron aplicados a la refinanciación de pasivos, gastos de capital respecto de los proyectos de expansión de la Sociedad y para capital de trabajo en Argentina.
- (3) El 23 de noviembre de 2018, la Sociedad emitió obligaciones negociables por un valor nominal de US\$51.5 millones bajo el programa. Los fondos fueron aplicados a la refinanciación a corto plazo de su deuda, la inversión en activos -incluida la inversión en bienes de capital- y para la adquisición de activos y de acciones.
- (4) El 20 de diciembre de 2019, la Sociedad emitió obligaciones negociables por un valor nominal de US\$6.9 millones bajo el programa. Los fondos fueron aplicados a la refinanciación a corto plazo de su deuda, la inversión en activos -incluida la inversión en bienes de capital- y para la adquisición de activos y de acciones.
- (5) El 20 de diciembre de 2019, la Sociedad emitió obligaciones negociables por un valor nominal de Ps.441.8 millones bajo el programa. Los fondos fueron aplicados a la refinanciación a corto plazo de su deuda, la inversión en activos -incluida la inversión en bienes de capital- y para la adquisición de activos y de acciones.

Con fecha 20 de enero de 2017, la Sociedad llevó a cabo su primera emisión de deuda en el mercado internacional bajo el Programa por un monto total de US\$350.000.000, sin garantía, con vencimiento en un único pago a 5 años de plazo e intereses a una tasa equivalente al 8,75% anual, pagaderos en forma semestral (las “ONs Clase XX”). Los fondos provenientes de dicha emisión fueron destinados a la refinanciación de pasivos y para inversiones en los proyectos de expansión de la Sociedad y en capital de trabajo.

En el marco de los términos y condiciones de las ONs Clase XX, la Sociedad ha asumido ciertos compromisos financieros y determinadas obligaciones incluyendo, entre otros: a) la recompra de los títulos, en caso de cambio de control, b) disposiciones de incumplimiento cruzado para montos mayores a US\$20 millones, c) el cumplimiento de ciertos ratios financieros como requisito para nuevos endeudamientos, y d) limitaciones al pago de dividendos en ciertas circunstancias, a la creación de gravámenes sobre los activos, ingresos u obligaciones de la Sociedad, a la disposición de sus activos, a fusiones y escisiones, a ciertas transacciones con partes relacionadas y a ciertos tipos de inversiones.

El 30 de enero de 2018, la Compañía realizó la re-apertura de las ONs Clase XX, por un monto adicional de US\$150.000.000. El producto de esta emisión se utilizó para financiar inversiones en proyectos de expansión de la Sociedad y capital de trabajo. El Precio de Emisión fue de 109% más intereses devengados a partir del 20 de

enero de 2018, lo que implica un rendimiento del 5,967% anual, a la fecha de emisión de los mismos. El ingreso bruto alcanzó a la Sociedad fue de US\$163.500.000.

El 23 de noviembre de 2018, se emitieron las Obligaciones Negociables Clase XXI en el marco del Programa Global por un monto de US\$51,503,944 millones, a una tasa fija nominal anual del 12%, cuyos intereses se pagarán trimestralmente. La clase XXI expira 24 meses después de la fecha de emisión. Los fondos de la Clase XXI se utilizarán para refinanciar pasivos a corto plazo y financiar el plan de inversión productiva para el proceso de generación de energía eléctrica.

El 20 de diciembre de 2019, se emitieron las Obligaciones Negociables Clase XXIII en el marco del Programa Global por un monto de U\$S 6.837.979, a una tasa fija nominal anual del 10%, cuyos intereses se pagarán trimestralmente. La clase XXIII expira 12 meses después de la fecha de emisión. Los fondos de la Clase XXIII se utilizarán para refinanciar pasivos a corto plazo y financiar el plan de inversión productiva para el proceso de generación de energía eléctrica.

El 20 de diciembre de 2019, se emitieron las Obligaciones Negociables Clase XXV en el marco del Programa Global por un monto de ARS 441.794.205, a un cupón de intereses de Badlar +10%, cuyos intereses se pagarán trimestralmente. La clase XXV expira 6 meses después de la fecha de emisión. Los fondos de la Clase XXV se utilizarán para refinanciar pasivos a corto plazo y financiar el plan de inversión productiva para el proceso de generación de energía eléctrica.

Calificación de riesgo de las Obligaciones Negociables

La agencia Fix Scr, filial de Fitch Ratings, califica a las obligaciones negociables emitidas por la Compañía en “A-” a escala nacional, con perspectiva “Estable”.

En su último reporte publicado el 30 de abril de 2020, Fix considera que las calificaciones de la Emisora podrían verse afectadas por retrasos en la ejecución y/o finalización de los proyectos que impliquen un desbalance entre los compromisos financieros asumidos y la capacidad de generación de fondos. Asimismo, un aumento del endeudamiento o cambios regulatorios que afecten la rentabilidad esperada en los negocios de la Emisora, podrían llevarlos a bajar la calificación. Por último, Fix observa la necesidad de la Emisora de refinanciar una porción de las Obligaciones Negociables Clase XX por US\$500 millones con vencimiento en enero de 2022. Para más información, el reporte se encuentra disponible en <https://www.fixscr.com/site/download?file=TiHRPt42oI2LWI7yECiCs8QNDCWhMfz-.pdf>.

Por su parte, las agencias Moody's y Fitch Ratings califican a las obligaciones negociables emitidas por la Compañía en "Caa3" (perspectiva negativa) y "CCC" a escala global, respectivamente.

En abril de 2020, la agencia Moody's realizó una baja en las calificaciones de la deuda soberana. Consecuentemente, reflejando principalmente la calificación soberana, la calificación a escala global de Genneia bajó de “Caa2” a “Caa3”. Tanto Moody's como Fitch Ratings consideran que los principales factores que pueden reducir la calificación crediticia a escala global de Genneia son: i) una baja adicional en la calificación global del soberano o evidencia de un cambio significativo en las políticas o las regulaciones para el sector eléctrico, ii) un deterioro significativo en los pagos de CAMMESA, iii) generación eólica significativamente por debajo de las expectativas durante un período prolongado, y/o iv) una demora significativa o cancelación en los proyectos de expansión que resulten en penalidades. Para más información, visitar <https://www.moody.com/credit-ratings/Genneia-SA-credit-rating-821017780> y <https://www.fitchratings.com/entity/genneia-sa-87558774> (es necesario registrarse).

Otras Deudas Bancarias y Financieras

El siguiente cuadro resume los principales términos y condiciones de las deudas bancarias y financieras de la Sociedad al 31 de diciembre de 2019:

Préstamos	Capital pendiente al 31 de diciembre de 2019	Tasa de Interés	Fecha	Vencimiento
	(en millones de U\$S)			
Obligaciones negociables simples	50	13%	21-12-2018	22-01-2022
Préstamo de Banco Santander y BICE	20	10.75%	19-07-2019	17-06-2020
Préstamo de Banco Provincia	3	80% ⁽¹⁾	17-10-2019	14-02-2020
Préstamo de Banco Macro	13	6%	07-08-2019	21-04-2020
Préstamo de Banco Mariva	1	5%	09-12-2019	07-04-2020
Préstamo de Banco Chubut	3	11%	16-10-2019	16-10-2020
Préstamos de ICBC, ITAÚ, Banco Hipotecario y BACS a GEDESA	28	Libor + 5.5%	22-11-2017	22-11-2020
Obligaciones Negociables Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.	42	Libor + 8%	22-12-2011	31-12-2026
Project Finance – Pomona I	104	4.7%	08-06-2018	30-06-2034
Genneia Vientos del Sudoeste S.A.				
Project Finance – Villalonga I	63	7.2% ⁽²⁾	19-06-2018	30-04-2033
Genneia Vientos Argentinos S.A.				
Project Finance – Chubut Norte I	39	7.2% ⁽²⁾	19-06-2018	30-04-2033
Genneia Vientos del Sur S.A.				

Notas:

(1) La tasa aplicable está relacionada con el préstamo que fue emitido en Pesos Argentinos, por un total de Ps.198 millones.

(2) 75% de la deuda pendiente de pago tiene un interés promedio de 7.2%. El 25% del préstamo restante tiene una tasa de interés aplicable de LIBOR+1,2%.

Préstamos:

Obligaciones negociables simples

El 21 de diciembre de 2018, la Compañía emitió obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones y no garantizadas, por un valor nominal de U\$S 50,000,000 con vencimiento el 22 de enero de 2022, de conformidad con las resoluciones de la Asamblea de accionistas de fecha 9 de octubre de 2018 y 3 de diciembre de 2018. Las Obligaciones Negociables fueron colocadas en forma privada y suscritas por ciertos accionistas de la Compañía. El destino de los fondos de la emisión de las Obligaciones Negociables se destinará a inversiones productivas de la Compañía y/o sus subsidiarias y/o a la cancelación y/o pre-cancelación de la deuda a corto plazo de la Compañía. El instrumento incluye una tarifa de retribución y tiene una tasa de interés inicial del 13% más los incrementos anuales. La Compañía tiene en todo momento el derecho a pagar los intereses en especie (PIK). En tal sentido, con fecha 21 de junio de 2019 la Compañía emitió U\$S 3.286.000 de obligaciones negociables adicionales, las cuales fueron entregadas a los accionistas de la Compañía tenedores de las obligaciones negociables, en pago de los intereses pagaderos en dicha fecha. Por asamblea de accionistas unánime llevada a cabo el 18 de diciembre de 2019, los accionistas de la Sociedad aprobaron en forma unánime extender el período de devengamiento y pago de intereses y comisiones de las Obligaciones Negociables hasta el 22 de enero de 2022, habiendo con posterioridad a dicha asamblea la Sociedad y los tenedores de las Obligaciones Negociables suscripto los instrumentos modificatorios correspondientes de las Obligaciones Negociables.

Préstamo Sindicado

El 15 de julio de 2019, Genneia firmó un préstamo sindicado por hasta U\$S 70 millones. El 19 de julio de 2019, Santander y BICE proporcionaron un desembolso inicial de U\$S 20 millones. Los ingresos de la instalación se utilizarán para gastos de capital en energías renovables y fines corporativos generales. El capital adeudado en virtud de este préstamo se pagará en siete pagos trimestrales desde el 17 de junio de 2020. La tasa de interés sobre el financiamiento es equivalente a 10.75% anual, pagadero trimestralmente. El préstamo ha sido otorgado a la Compañía sin garantías.

Préstamo Banco Ciudad

El 9 de enero de 2019, la Compañía suscribió un contrato de préstamo por un monto de U\$S 2 millones con Banco Ciudad, para capital de trabajo y/o refinanciamiento de pasivos. El capital adeudado en virtud de este préstamo se pagó en un solo pago el 3 de abril de 2019. La tasa de interés sobre el financiamiento fue equivalente a 7.5% anual, pagadero al vencimiento. El préstamo ha sido otorgado a la Compañía sin garantías.

El 3 de abril de 2017, Genneia firmó un contrato de préstamo por un monto de U\$S 7.5 millones con Banco Ciudad para para capital de trabajo y/o refinanciamiento de pasivos. El capital adeudado en virtud de este préstamo se

pagó en dos pagos el 30 de septiembre de 2019 y el 30 de octubre de 2019. La tasa de interés sobre el financiamiento fue equivalente a 8.75% anual, pagadero al vencimiento. El préstamo ha sido otorgado a la Compañía sin garantías.

Préstamo Banco Provincia S.A.

El 16 de enero de 2019, Genneia firmó un contrato de préstamo por un monto de U\$S 5.5 millones con el Banco Provincia S.A. para gastos de capital de trabajo y/o refinanciamiento de pasivos. El capital adeudado en virtud de este préstamo se pagó en un solo pago el 16 de octubre de 2019. La tasa de interés sobre el financiamiento fue equivalente al 6% anual, pagadero mensualmente. El préstamo ha sido otorgado a la Compañía sin garantías.

El 1 de abril de 2019, Genneia firmó un contrato de préstamo por un monto de U\$S 2.9 millones con el Banco Provincia S.A. para gastos de capital de trabajo y/o refinanciamiento de pasivos. El capital adeudado en virtud de este préstamo se pagó en un solo pago el 30 de diciembre de 2019. La tasa de interés sobre el financiamiento fue equivalente al 7.5% anual, pagadero mensualmente. El préstamo ha sido otorgado a la Compañía sin garantías.

El 17 de octubre de 2019, Genneia firmó un contrato de préstamo por un monto de ARS 198 millones con el Banco Provincia S.A. para capital de trabajo y/o refinanciamiento de pasivos. El capital adeudado en virtud de este préstamo ha sido pagado en un solo pago el 14 de febrero de 2020. La tasa de interés sobre el financiamiento es equivalente al 80% pagadero mensualmente. El préstamo ha sido otorgado a la Compañía sin garantías.

Préstamo Banco ITAU S.A.

El 31 de enero de 2019, Genneia firmó un contrato de préstamo por un monto de U\$S 3 millones con Banco Itaú S.A. para capital de trabajo y/o refinanciamiento de pasivos. El capital adeudado en virtud de este préstamo se pagó en dos pagos el 23 de agosto de 2019 y el 30 de agosto de 2019. La tasa de interés sobre el financiamiento fue equivalente a 7.75% anual, pagadero al vencimiento. El préstamo ha sido otorgado a la Compañía sin garantías.

Préstamo Banco Macro S.A.

El 27 de mayo de 2019, Genneia firmó un contrato de préstamo por un monto de U\$S 22.5 millones con Banco Macro S.A. para capital de trabajo y/o refinanciamiento de pasivos. El capital adeudado en virtud de este préstamo se pagará en dos pagos: el 7 de agosto de 2019 y el 21 de abril de 2020. La tasa de interés sobre el financiamiento fue equivalente a 6% anual, pagadero al vencimiento. El préstamo ha sido otorgado a la Compañía sin garantías.

Préstamo Banco Mariva

El 14 de junio de 2019, Genneia firmó un contrato de préstamo por un monto de U\$S 1.2 millones con el Banco Mariva para gastos de capital de trabajo y/o refinanciamiento de pasivos. El capital adeudado en virtud de este préstamo se pagó en un solo pago el 22 de agosto de 2019. La tasa de interés sobre el financiamiento fue equivalente al 5% anual, pagadero al vencimiento. El préstamo ha sido otorgado a la Compañía sin garantías.

El 9 de diciembre de 2019, Genneia firmó un contrato de préstamo por un monto de U\$S 1 millón con el Banco Mariva para gastos de capital de trabajo y/o refinanciamiento de pasivos. El capital adeudado en virtud de este préstamo se pagará en un solo pago el 9 de enero de 2020. La tasa de interés sobre el financiamiento fue equivalente al 5% anual, pagadero al vencimiento. El préstamo ha sido otorgado a la Compañía sin garantías.

Préstamo Banco Chubut S.A.

El 16 de octubre de 2019, Genneia firmó un contrato de préstamo por un monto de U\$S 2.5 millones con Banco Chubut S.A. para capital de trabajo y/o refinanciamiento de pasivos. El capital adeudado en virtud de este préstamo se pagará en cuatro pagos trimestrales a partir del 16 de enero de 2020. La tasa de interés sobre el financiamiento fue equivalente a 11% anual, pagaderos mensualmente. El préstamo ha sido otorgado a la Compañía sin garantías.

Préstamo GEDESA

El 22 de noviembre de 2017, GEDESA celebró un contrato de préstamo por un monto de U\$S 45.000.000 con el Banco Industrial y Comercial de China (Argentina) Sucursal SA Dubai ("ICBC Dubai"), Sucursal Banco Itaú Unibanco SA Nassau ("Itaú Nassau"), Banco Hipotecario SA ("BH") y Banco de Crédito y Securitización SA

("BACS"), para uso general, incluyendo, pero no limitando al pago de deuda. El capital se pagará en 12 cuotas trimestrales y consecutivas. La primera correspondiente al 22 de febrero de 2018 y la última, el 22 de noviembre de 2020. La tasa de interés de financiamiento equivale a una tasa Libor más un 5,5%, que se pagará trimestralmente. El préstamo ha sido otorgado a la GEDESA sin garantías.

Al cierre del presente ejercicio la GEDESA verifica el incumplimiento de los ratios establecidos en el contrato de préstamo mencionado. Este incumplimiento se corresponde con el nuevo esquema de remuneración de la central térmica que afectó únicamente a la capacidad de la subsidiaria de cumplir con los ratios acordados en el contrato de préstamo, pero no así su capacidad originalmente planificada de pago de los servicios de deuda corriente.

Como resultado del cronograma original de vencimientos del préstamo, al 31 de diciembre de 2019 GEDESA ha clasificado un importe de U\$S 21 millones como préstamos corrientes en el balance general.

La gerencia se encuentra trabajando conjuntamente con las entidades prestatarias para acordar la financiación de la última cuota del préstamo con vencimiento en noviembre de 2020, tal y como estaba previsto al momento de la obtención de la financiación.

En este sentido, se encuentran analizando los efectos de la nueva reglamentación tarifaria Resolución 31/2020 (ver Esquema Remunerativo Actual – Resolución N° 31), para establecer adecuadamente las condiciones de financiación de la cuota remanente, priorizando la sostenibilidad de la deuda y el curso normal de los negocios de la Sociedad.

Financiamiento de los Proyectos Parque Eólico Pomona II y Parque Eólico Chubut Norte II

El 23 de julio de 2019, Genneia S.A. firmó un préstamo corporativo de U\$S 31 millones con KfW para la construcción de los parques eólicos Pomona II (12 MW) y Chubut Norte II (26 MW). El financiamiento implica un préstamo garantizado de 4 años otorgado por KfW. El préstamo KfW está garantizado por la Agencia Alemana de Crédito a la Exportación Euler Hermes. El 28 de enero de 2020 se firmó una adenda al contrato de préstamo a efectos de hacer ciertos ajustes con motivo de las restricciones cambiarias, habiéndose ya concretado los primeros desembolsos de la financiación con anterioridad a la fecha de este Prospecto.

Fideicomiso financiero Loma Blanca Serie I

En diciembre 2011, con el objetivo de obtener el financiamiento necesario para la construcción del parque eólico Trelew, la sociedad Parque Eólico Loma Blanca IV S.A., emitió Obligaciones Negociables Garantizadas (privadas, sin oferta pública) Clase A y Clase B por US\$29,9 millones y US\$73,1 millones, respectivamente (las "ONG"). Dichos instrumentos están garantizados por los derechos de cobro del PPA.

Posteriormente, Parque Eólico Loma Blanca IV S.A., constituyó un fideicomiso financiero denominado "Loma Blanca Serie I" (el "Fideicomiso"), donde los tenedores cedieron las ONG a Nación Fideicomisos S.A. (el "Fiduciario"). En contraprestación, el Fiduciario emitió valores fiduciarios con oferta pública, por un monto de U\$S 103.000.000, conformado por: (i) Valores de Deuda Clase A, por un valor nominal en Pesos equivalente a U\$S 29.890.000 ("VDA"); y (ii) Valores de Deuda Clase B, por un valor nominal de U\$S 73.110.000 ("VDB"; y junto con los VDA, los "VD"). Las ONG y los VD en sus respectivas clases tienen los mismos términos y condiciones respecto a tasa de interés, periodicidad de pago y aplicación de fondos. El subscriptor de los VDB fue el Banco de la Nación Argentina ("BNA").

Los pagos que realice CAMMESA por la energía producida en virtud del PPA, correspondientes a los derechos de cobro cedidos en garantía, se acreditarán directamente en la cuenta fiduciaria. Los gastos e impuestos del Fideicomiso son cubiertos por el deudor de las ONG. La estructura del Fideicomiso cuenta con los siguientes fondos: (i) de gastos; y (ii) de reserva. Los VD siguen un esquema de amortización "pass-through", en donde el pago de intereses es programado a tasa de interés variable y el flujo excedente se usa para amortizar la deuda.

Los VDA fueron totalmente amortizados en mayo de 2016. Los VDB devengan intereses a una tasa de referencia nominal (LIBOR a 30 días) más un margen del 8% nominal por año. Los VDB y sus intereses se pagan mensualmente. Al 16 de abril de 2020, el "valor residual en circulación" de los VDB asciende a US\$ 38.537.597, equivalente al 52.7% del Valor Nominal Original. La fecha límite para pagos es el 31 de diciembre de 2026. Para mayor información, la agencia Fix Scr califica los VDB en "A-" con Perspectiva Estable. Link: <https://www.fixscr.com/emisor/view?type=emisor&id=294>. El Prospecto del Fideicomiso, información

complementaria y pagos se encuentra disponible en la CNV. Link: <https://www.cnv.gov.ar/SitioWeb/FideicomisosFinancieros/Fideicomiso?fideicomiso=61716>

En septiembre de 2017, el Fiduciario informó que Sideli S.A. envió a Genneia S.A. una oferta irrevocable para la compraventa del 100% de las acciones de Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. (antes denominada, “Isolux Corsán Energías Renovables S.A.”), la cual fuera aceptada por Genneia S.A., en noviembre de 2017. El BNA, único tenedor de los VD, y el Fiduciario, siguiendo las instrucciones del BNA, prestaron su consentimiento a dicha operación.

Al 31 de diciembre de 2019, el pasivo relacionado con VDB asciende a 2.517, siendo 895 clasificados como corrientes y 1.622 como no corrientes.

Project Finance sin Recurso a la Sociedad

Financiamiento del Proyecto Pomona I

El 8 de junio de 2018, GVSO, subsidiaria totalmente controlada por la Sociedad, celebró contratos de financiamiento para el parque eólico de Pomona I. Este acuerdo de financiamiento comprende hasta US\$142 millones que se utilizarán para hacer frente a los costos de construcción y puesta en marcha del proyecto.

Los acuerdos de financiamiento incluyen un préstamo garantizado sin recurso a 16 años otorgado por Kreditanstalt Für Wiederaufbau, KfW IpeX-Bank GmbH (“**KfW**”) y préstamo sin garantía ni recurso a la Sociedad por 15 años otorgado por DEG - Deutsche Investitionsk - Und Entwicklungsgesellschaft MbH (“**DEG**”). El préstamo de KfW está garantizado por la Agencia de Crédito a la Exportación de Alemania Euler Hermes, a través de un acuerdo integral de crédito comercial y político para la exportación.

El 31 de agosto de 2018 se cumplieron satisfactoriamente la totalidad de condiciones precedentes para desembolso establecidas en los contratos de financiamiento. A partir de dicha fecha, los desembolsos de fondos han sido recibidos acorde a la documentación financiera.

Los acuerdos de financiamiento contienen cláusulas que limitan la habilidad de GVSO de pagar dividendos y prevén el otorgamiento de diversas garantías en favor de los acreedores, entre las que se encuentran la cesión de los derechos reales de usufructo sobre los inmuebles del Proyecto, cesiones directas, fiduciarias o en garantía, totales o parciales, de ciertos derechos de GVSO, incluyendo los derechos de cobro bajo el Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable celebrado con CAMMESA, seguros y otros documentos relacionados con el Parque; prenda sobre acciones representativas del 100% del capital social de GVSO, garantías sobre cuentas bancarias y prenda sobre los activos principales de GVSO, todas características del *Project Finance* tradicional sin recurso.

Financiamiento del Proyecto Villalonga I y Chubut Norte I

El 19 de junio de 2018, GVA y GVS, subsidiarias totalmente controladas por la Sociedad, celebraron contratos de financiamiento para los parques eólicos Villalonga I y Chubut Norte I por hasta US\$130,7 millones que se utilizarán para hacer frente a los costos de construcción y puesta en marcha de dichos proyectos.

Los acuerdos de financiamiento incluyen tramos garantizados y tramos no garantizados. La Agencia de Crédito de Exportación de Dinamarca (“**EKF**”) otorga directamente un primer Tramo, y Sumitomo Mitsui Banking Corporation (“**SMBC**”) otorga el segundo Tramo. El Tramo otorgado por SMBC está garantizado por EKF a través de un acuerdo de garantía de crédito de exportación comercial y político integral.

Adicionalmente, el financiamiento incluye dos tramos no garantizados: (a) un préstamo a 15 años no garantizado y sin recurso otorgado por la Corporación Andina de Fomento (“**CAF**”) y (b) un préstamo a 15 años no garantizado y sin recurso otorgado por Nederlandse Financierings-Maatschappij Voor Ontwikkelingslanden NV (“**FMO**”). Los fondos de desembolso están sujetos a la satisfacción de ciertas condiciones precedentes acordadas.

El 26 de octubre se cumplieron todas las condiciones previas al desembolso establecido en los convenios de financiamiento. A partir de esa fecha, los desembolsos de fondos se han recibido de acuerdo con la documentación

financiera. El primer desembolso incluye el reembolso de ciertos anticipos a los proyectos financiados por la Sociedad. Este reembolso tiene un impacto positivo significativo en la liquidez de la Sociedad.

Los acuerdos de financiamiento contienen cláusulas que limitan la habilidad de GVA y GVS de pagar dividendos y prevén el otorgamiento de diversas garantías en favor de los acreedores, entre las que se encuentran hipotecas sobre los inmuebles del Proyecto, cesiones directas, fiduciarias o en garantía, totales o parciales, de ciertos derechos de GVA y GVS, incluyendo los derechos de cobro bajo los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable celebrados con CAMMESA, seguros y otros documentos relacionados con los Parques; prenda sobre acciones representativas del 100% del capital social de GVA y GVS, garantías sobre cuentas bancarias y prenda sobre los activos principales del Proyecto.

Financiamiento de los Proyectos Parque Eólico Chubut Norte III y IV

El 15 de julio de 2019, Genneia Vientos Patagónicos S.A. y Genneia Vientos Sudamericanos S.A., suscribieron los contratos para el financiamiento, sin recurso contra la Emisora, para la construcción y puesta en operación comercial de los parques eólicos “Chubut Norte III” y “Chubut Norte IV” con KREDITANSTALT FÜR WIEDERAUFBAU, KfW IPEX-BANK GMBH (“**KfW**”), por un total de US\$131 millones, que combina un préstamo por el plazo de construcción más 15 años proporcionado por KfW y garantizado por Euler Hermes (agencia de crédito de exportación de la República Federal de Alemania) a través de un seguro de crédito integral (que proporciona el 95% de cobertura).

Con fecha 16 de julio de 2019, la Emisora y su subsidiaria MyC Energía S.A. acordaron la transferencia a Pan American Fuego S.A., subsidiaria de Pan American Energy S.L., del 49% de la participación accionaria de Genneia Vientos Patagónicos S.A. y de Genneia Vientos Sudamericanos S.A. para el desarrollo conjunto de dos proyectos de generación eólica próximos a la ciudad de Puerto Madryn, provincia de Chubut, denominados Chubut Norte III y IV. Asimismo, con fecha 26 de agosto de 2019, se perfeccionó la transferencia de las acciones.

A partir de los controles cambiarios establecidos por el BCRA que iniciaron el 1 de septiembre de 2019, las entidades prestamistas suspendieron los desembolsos bajo los acuerdos de financiación precedentemente referidos, hasta tanto se establecieran normas complementarias y aclaratorias por parte del BCRA que permitieran concluir, a satisfacción de las entidades prestamistas, que los controles cambiarios no impedían un adecuado flujo de fondos (desembolsos y su repago) en los términos y condiciones previstos en los acuerdos de financiamiento, como así también un adecuado funcionamiento de las estructuras de garantías ya constituidas (principalmente, constitución de cuentas de reserva en moneda extranjera). Dicha suspensión de desembolsos forzosamente conllevó una suspensión de pagos a Nordex bajo el acuerdo EPC, dada la íntima conexidad existente entre el acuerdo EPC y los acuerdos de financiamiento; y a su vez, llevó a una suspensión por Nordex de sus tareas de construcción de los parques eólicos a partir del 1 de noviembre de 2019. En tal sentido, con fecha 26 de noviembre de 2019 se celebró una Adenda al acuerdo de EPC con Nordex con el objetivo de reanudar las tareas de construcción, que implicó, entre otras cosas, el reconocimiento de sobrecostos incurridos durante el plazo de construcción y un cambio en el plazo originalmente pactado para la terminación de la obra de los parques eólicos.

El 26 de noviembre de 2019, Vientos Sudamericanos, Vientos Patagónicos y Nordex celebraron una adenda III al “Contrato EPC” de los Proyectos, en virtud del cual Nordex reanudó sus prestaciones contractuales suspendidas, se acordaron nuevas fechas contractuales para el “*Final Take Over*” de ambos proyectos. Asimismo, en el mes de diciembre de 2019 se produjo el primer desembolso por la entidad prestamista KfW bajo los acuerdos de financiación precedentemente referidos. Los subsecuentes desembolsos se llevaron a cabo de acuerdo a la certificación de los hitos del proyecto.

Financiamiento Vientos de Necochea S.A.

Con fecha 2 de agosto de 2019 Vientos de Necochea S.A., subsidiaria controlada de manera conjunta por la Emisora y Centrales de la Costa Atlántica S.A., suscribió los contratos para el financiamiento, sin recurso contra la Emisora, para la construcción y puesta en operación comercial del parque eólico “Necochea” con Nederlandse Financierings-Maatschappij voor Ontwikkelingslanden N.V. (“**FMO**”) por un total de hasta US\$51 millones, que combina un préstamo por el plazo de construcción más 15 años proporcionado por FMO y garantizado por EKF Denmark’s Export Credit Agency (agencia de crédito de exportación de Dinamarca) a través de un seguro de crédito integral.

A partir de los controles cambiarios establecidos por el BCRA, a partir del 1 de septiembre de 2019, las entidades prestamistas suspendieron los desembolsos bajo los acuerdos de financiación precedentemente referidos, hasta

tanto las regulaciones cambiarias modificatorias, complementarias y permitieran concluir, a satisfacción de las entidades prestamistas, que los controles cambiarios no impedian un adecuado flujo de fondos (desembolsos y su repago) en los términos y condiciones previstos en los acuerdos de financiamiento, como así también un adecuado funcionamiento de las estructuras de garantías ya constituidas (principalmente, constitución de cuentas de reserva en moneda extranjera). Dicha suspensión de desembolsos forzosamente conllevó una suspensión de pagos a Vestas bajo el acuerdo EPC, dada la íntima conexidad existente entre el acuerdo EPC y los acuerdos de financiamiento; y a su vez, llevó a una suspensión por Vestas de sus tareas para la energización del parque eólico (el cual cuenta con la totalidad de sus aerogeneradores montados) y demás tareas aún pendientes bajo el acuerdo EPC, a partir del 1 de noviembre de 2019.

El 7 de enero de 2020 Vientos de Necochea y Vestas celebraron una adenda IV al “Contrato EPC” del proyecto, en virtud del cual, Vestas reanudó sus prestaciones contractuales suspendidas. Asimismo, en el mes de enero de 2020 se produjo el primer desembolso por las entidades prestamistas bajo los acuerdos de financiación precedentemente referidos.

Acuerdo de financiamiento con Vestas por Madryn II

El 7 de enero de 2020 la Sociedad y Vestas celebraron una Adenda III al acuerdo de provisión de turbinas del Parque Eólico Madryn II, a fines de acordar un plan de diferimiento de pagos, en cuotas pactadas durante el 2020, de ciertas facturas que originalmente resultaban pagaderas por la Sociedad a los 90 días de la entrada en operación comercial del parque eólico Madryn II. Estas obligaciones de pago de la Sociedad bajo dicho acuerdo, se encuentran garantizadas a Vestas con el flujo de fondos del Contrato de Abastecimiento con CAMMESA del Parque Eólico Madryn II, y con una prenda con registro en primer grado sobre los aerogeneradores de dicho parque eólico.

Contratos de Leasing

En virtud de ciertos contratos de leasing con entidades financieras, la Sociedad adquirió equipamiento y maquinaria para la consecución de sus operaciones. Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad tenía un endeudamiento pendiente de pago de Ps.34 millones (US\$0,6 millones) bajo los contratos de leasing. El plazo de vigencia promedio de dichos contratos es de 36 meses. Dichos contratos contienen una cláusula de opción de compra del equipamiento al finalizar el plazo de vigencia del contrato o antes de dicho plazo. Al 31 de diciembre de 2019, la Sociedad también tenía Ps.198 millones (US\$3,3 millones) de deuda pendiente bajo arrendamientos financieros correspondientes al usufructo de los terrenos correspondientes a las subsidiarias Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A. y Parque Eólico Loma Blanca IV.

Seguros de Caución

De acuerdo con los términos de los PPA de la Sociedad, la Sociedad debe contratar y mantener vigentes cauciones para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones asumidas bajo los PPA, durante el plazo de vigencia de cada contrato. La Sociedad ha contratado y mantenido las siguientes cauciones con aseguradoras de renombre, tales como: Fianzas y Créditos S.A. Compañía de Seguros, Allianz Argentina Compañía de Seguros S.A., Opción Seguros S.A., Alba Caución S.A., Aseguradora de Créditos y Garantías S.A., Gestión Compañía Argentina de Seguros SA y Mapfre Argentina S.A., Aseguradora de Cauciones SA, Testimonio Compañía de Seguros SA., Boston Aseguradora SA

- Para la central Térmica de Bragado II, la Sociedad mantiene una caución por cumplimiento de contrato por una cobertura total de US\$2,6 millones aproximadamente
- Para el parque eólico Rawson I y II, la Sociedad mantiene dos cauciones por cumplimiento de contrato por una cobertura total de US\$9,7 millones aproximadamente
- Para la sociedad Vientos de Necochea S.A. mantiene cauciones por US\$11,4 millones por el Parque Eólico de Necochea.
- Para el parque eólico Chubut Norte III, la sociedad Genneia Vientos Patagónicos S.A. mantiene cauciones por cumplimiento de contrato en favor de CAMMESA por una cobertura total aproximada de US\$ US\$18,7 millones.

- Para el parque eólico Chubut Norte IV, la sociedad Genneia Vientos Sudamericanos S.A. mantiene cauciones por cumplimiento de contrato por una cobertura total aproximada de US\$27 millones.
- Para el parque de biomasa La Florida, la sociedad Genneia La Florida S.A. mantiene cauciones por cumplimiento de contrato en favor de CAMMESA por US\$ 6,2 millones.

Para el parque Solar Ullum I la sociedad Ullum I Solar S.A. mantiene una caución por cumplimiento de contrato en favor de CAMMESA por US\$7, 5 millones.

- Para el parque Solar Ullum II la sociedad Ullum II Solar S.A. mantiene una caución por cumplimiento de contrato en favor de CAMMESA por US\$7, 5 millones.
- Para el proyecto eólico Trelew, la sociedad Parque Eólico Loma Blanca IV S.A. mantiene una caución en favor de IEASA por cumplimiento de contrato por un monto de US\$ 6,7 millones.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Sociedad pagó un monto total de aproximadamente US\$ 0.374 millones en primas relacionadas con las cauciones antes mencionadas.

La Sociedad no contabiliza sus garantías de cumplimiento como pasivos en sus estados financieros a menos que se realicen giros bajo dichas garantías en caso de incumplimiento de la Sociedad bajo los PPA asociados o debido a su resolución. A la fecha del presente prospecto, la Sociedad mantiene contratados seguros de caución con compañías aseguradoras por una cobertura total de aproximadamente USD 97 millones.

Información Cuantitativa y Cualitativa sobre Riesgos de Mercado

Los negocios de la Sociedad enfrentan (i) riesgos de mercado, entre ellos riesgo de moneda extranjera, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio; (ii) riesgo de crédito; y (iii) riesgo de liquidez. La Sociedad no realiza operaciones especulativas con instrumentos financieros.

Gestión de riesgo de tasa de interés. Al 31 de diciembre de 2019, el 92% de las obligaciones de deuda consolidada de la Sociedad estaban emitidas a una tasa de interés fija, mientras que las 8% restantes se emitieron a tasas de interés variables, mayormente BADLAR y LIBOR. Un aumento de 1,0% en la tasa de interés a pagar sobre la deuda de la Sociedad a tasa variable al 31 de diciembre de 2019, hubiera aumentado sus requerimientos de servicio de deuda estimados durante el período finalizado el 31 de diciembre de 2019 en aproximadamente US\$ 773.000. La Sociedad no realiza operaciones de cobertura contra riesgos de tasa de interés.

Gestión de riesgo de moneda. Al 31 de diciembre de 2019, el pasivo consolidado de la Sociedad denominado en dólares estadounidenses ascendía a US\$945,7 millones. Como la moneda funcional de la Sociedad es el dólar, se estima que una variación en el tipo de cambio del peso frente al dólar estadounidense no habría resultado en una variación en la deuda consolidada de la Sociedad denominada en dólares estadounidenses al 31 de diciembre de 2019. Asimismo, gran parte de los costos operativos de la Sociedad estaba denominada en dólares estadounidenses. Sin embargo, los negocios de la Sociedad cuentan con una cobertura natural a largo plazo dado que sustancialmente todos los ingresos de la Sociedad están denominados en la misma moneda, lo que le ha permitido a la Sociedad emplear el dólar estadounidense como moneda funcional con fines contables.

Gestión de riesgo de crédito. El riesgo de crédito representa el riesgo de incumplimiento de las obligaciones de los deudores de la Sociedad, generando pérdidas para la misma. Sustancialmente todas las ventas por generación de energía eléctrica de fuentes convencionales y renovables son realizadas con empresas en las que el estado argentino tiene una participación. El estado argentino tiene facultades considerables para forzar la renegociación de los términos contractuales con sus contrapartes. La renegociación forzada y las demoras o incumplimientos en los pagos por parte de los organismos del sector público pueden tener un efecto adverso significativo sobre los resultados de las operaciones de la Sociedad. La gerencia de la Sociedad evalúa periódicamente la recuperabilidad de las cuentas a cobrar en base a su antigüedad, la capacidad de pago de la contraparte, la naturaleza del cliente, la garantía recibida, los derechos legales, entre otros, y estima el valor recuperable de dichas cuentas a cobrar.

Gestión de riesgo de liquidez. El riesgo de liquidez consiste en el riesgo de descalce entre los requerimientos de fondos (relacionados con gastos operativos y financieros, inversiones, vencimientos de deuda y dividendos) y las fuentes de financiación (resultado neto, desinversiones y capacidad de nueva financiación). La Sociedad gestiona el riesgo de liquidez manteniendo reservas de fondos adecuadas, y facilidades bancarias, supervisando

continuamente las proyecciones y flujos de fondos reales, y calzando los perfiles de vencimiento de los activos y pasivos financieros.

c) Investigación, Desarrollo, Innovación, Patentes, Licencias.

Con el objetivo de generar soluciones sustentables, creativas e inteligentes en el sector energético, la Sociedad invierte importantes recursos para la investigación y el desarrollo de nuevos proyectos orientados a la generación de energía eléctrica, particularmente a partir de fuentes renovables. Con la visión de ser un actor líder en la transformación de la matriz energética, la Sociedad busca crear valor para sus accionistas, sus empleados y la comunidad en general, sobre la base de los valores de sustentabilidad, el respeto por las personas, el espíritu emprendedor y la eficiencia.

En particular, la Dirección de Proyectos y Obras de la Sociedad lleva adelante el estudio y desarrollo de nuevos proyectos energéticos a través de:

- la búsqueda y análisis de emplazamientos estratégicos;
- la realización de campañas de medición del recurso eólico en diversas locaciones;
- el análisis de las distintas tecnologías del mercado; y
- el estudio acerca de la viabilidad económica y financiera de los nuevos proyectos.

Se detalla a continuación el monto invertido en los últimos tres ejercicios por la Sociedad:

31/12/2017	31/12/2018	31/12/2019
Ps.14.728.944,00	Ps.67.440.197,00	Ps.16.784.229,00

Política del Sistema Integrado de Gestión (Calidad, Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente)

Genneia, empresa líder en el desarrollo de energías sustentables, conduce sus actividades basadas en un Sistema Integrado de Gestión (SIG) que comprende la Calidad, Seguridad, Salud Ocupacional y el Medio Ambiente.

La Sociedad gestiona las actividades y establece sus objetivos y metas estratégicas a los fines de medir su desempeño y así lograr la mejora continua, de manera consciente y comprometida con:

- **la Calidad**, a partir de procesos eficientes y bajo un sistema de controles activos y auditorías que permitan mejorar de manera continua el SIG, con el propósito de satisfacer las necesidades de nuestros clientes, colaboradores, proveedores y accionistas.
- **el Medio Ambiente**, fomentando la prevención de la contaminación y minimizando el impacto ambiental de las operaciones; promoviendo el uso de energías renovables y el desarrollo sustentable.
- **la Seguridad y la Salud Ocupacional**, eliminando, minimizando y fomentando la prevención de los riesgos de los colaboradores y partes interesadas expuestos a peligros asociados con la actividad.
- **el cumplimiento de la legislación** y las normativas vigentes que regulan la actividad y de otros requisitos que se suscriban voluntariamente, exigiendo a otras partes involucradas en el mismo sentido.

Genneia obtuvo la primera certificación de su sistema de gestión ambiental y de su sistema de gestión de la salud y la seguridad en el trabajo bajo las normas ISO 14.001 y OHSAS 18.001 con alcance a sede administrativa de la Sociedad y las centrales térmicas de Matheu, Bragado, Olavarría, Pinamar, Las Armas I y II, Paraná y Concepción del Uruguay, el 4 de febrero de 2014 por parte de la entidad certificadora TÜV Rheinland. Dichas certificaciones tienen alcance “Disponibilidad y generación de energía eléctrica”.

En el transcurso de 2014, se extendió el alcance de las certificaciones al PER. Este hito continúa demostrando el compromiso de Genneia con el medio ambiente y la salud y seguridad de las personas.

ADMINISTRACIÓN DIRECTORES, GERENCIA Y EMPLEADOS

A) DIRECTORES Y GERENCIA

Véase “*Datos sobre Directores, Gerencia, Asesores y Miembros Del Órgano De Fiscalización*” en el presente Prospecto.

B) REMUNERACIÓN

La Ley General de Sociedades de Argentina establece que la remuneración de todos los directores (incluidos aquellos directores que también son miembros de la gerencia de primera línea) en un ejercicio no puede superar el 5% de la ganancia neta de dicho ejercicio, si la sociedad no paga dividendos respecto de dicha ganancia neta. La Ley General de Sociedades de Argentina incrementa el límite anual de la remuneración de los directores hasta un 25% de la ganancia neta si se distribuye como dividendos la totalidad de la ganancia neta de dicho ejercicio. No obstante, la Ley General de Sociedades de Argentina establece que el Estatuto de la Emisora puede disponer otros límites específicos a la remuneración de los directores, siempre respetando los límites legales mencionados anteriormente. El porcentaje disminuye proporcionalmente en base a la relación entre la ganancia neta y los dividendos distribuidos. La Ley General de Sociedades también establece que la asamblea de accionistas puede aprobar que la remuneración de los directores supere los límites dispuestos por la Ley General de Sociedades en caso de que la sociedad no disponga de ganancia neta o ésta sea baja, si los directores pertinentes desempeñaron compromisos o funciones técnico-administrativas especiales durante dicho ejercicio. La remuneración de todos los directores y de los miembros de la comisión fiscalizadora requiere la aprobación de los accionistas en asamblea.

El monto total de remuneración devengado por la Emisora a favor de todos los directores, gerentes de primera línea y miembros de la comisión fiscalizadora fue de US\$2 durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2017 y US\$1,8 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, representando estos beneficios de corto plazo y los únicos beneficios otorgados a los directores y gerentes de primera línea.

Ni la Emisora ni ninguna de sus subsidiarias celebró ningún otro acuerdo que establezca beneficios o remuneración alguna a favor de cualquiera de los directores o miembros de la comisión fiscalizadora luego del vencimiento de sus mandatos o en caso de jubilación.

C) OTRA INFORMACIÓN RELATIVA AL ÓRGANO DE ADMINISTRACIÓN, DE FISCALIZACIÓN Y COMITÉS ESPECIALES

Véase “*Administración Directores, Gerencia y Empleados*” en el presente Prospecto.

D) EMPLEADOS

La siguiente tabla contiene un detalle de nuestros empleados al 31 de diciembre de 2017, 2018 y 2019.

	31 de diciembre de		
	2017	2018	2019
Gerencia de Primera Línea	6	7	8
Profesionales	190	202	172
Administrativos	20	21	21
Personal operación y mantenimiento	122	122	94
Total	338	352	295

El personal de operación y mantenimiento en de las centrales térmicas de la Emisora (que durante el período finalizado el 31 de diciembre de 2019 representaba 27,46% de su dotación) se encuentra afiliado al sindicato de Luz y Fuerza y el 3,73% se encuentra afiliado a otros sindicatos. El personal administrativo de la Emisora se encuentra afiliado al sindicato de Empleados de Comercio (el cual representó un 2,37% del total de los afiliados). Aproximadamente el 31,19% de los trabajadores de la Emisora se encuentra cubierto por beneficios otorgados por convenios colectivos de trabajo.

Históricamente, la Emisora ha mantenido buenas relaciones con sus sindicatos y no ha experimentado huelgas en la historia de la empresa.

E) PROPIEDAD ACCIONARIA

	Clase de Acciones	Número de Acciones Clase A	Porcentaje de Acciones Clase A	Número de Acciones Clase B	Porcentaje de Acciones Clase B	Porcentaje total del Capital
Argentum Investments I LLC	A	44.923.347	87,20%	—	—	43,60%
LAIG Eolia S.A. (anteriormente Prado Largo S.A.)	A	6.596.901	12,80%	—	—	6,40%
Fintech Energy LLC	B	—	—	25.760.124	50,00%	25,00%
Jorge Horacio Brito	B	—	—	8.586.706	16,70%	8,33%
Jorge Pablo Brito	B	—	—	8.586.707	16,70%	8,33%
Delfin Jorge Ezequiel Carballo	B	—	—	8.586.711	16,70%	8,33%
Total		51.520.248	100,00%	51.520.248	100,00%	100,00%

Propiedad Accionaria de Directores, Funcionarios Ejecutivos y Miembros de la Comisión Fiscalizadora

La siguiente tabla detalla las acciones de la Emisora que se encuentran en poder de sus directores, gerentes de primera línea y miembros de la comisión fiscalizadora al 31 de diciembre de 2019, incluyendo ambas clases de acciones en forma indiscriminada:

Órgano	Número de Acciones
Directorio	8.586.707
Gerencia de primera línea	0
Comisión Fiscalizadora	0
Total	8.586.707

El 7 de febrero de 2018, la Asamblea de Accionistas aprobó la posibilidad de emitir un total de 858.671 acciones (menos de 1% del total de las acciones de la Emisora) a miembros de la alta gerencia, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones. Ver nota 15.3 de los estados financieros consolidados de la Emisora.

ACCIONISTAS PRINCIPALES Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

A) ACCIONISTAS PRINCIPALES

A la fecha del presente Prospecto, la composición del capital accionario de la Emisora es la siguiente:

	Clase de Acciones	Número de Acciones Clase A	Porcentaje de Acciones Clase A	Número de Acciones Clase B	Porcentaje de Acciones Clase B	Porcentaje total del Capital
Argentum Investments I LLC	A	44.923.347	87,20%	—	—	43,60%
LAIG Eolia S.A. (anteriormente Prado Largo S.A.)	A	6.596.901	12,80%	—	—	6,40%
Fintech Energy LLC	B	—	—	25.760.124	50,00%	25,00%
Jorge Horacio Brito	B	—	—	8.586.706	16,70%	8,33%
Jorge Pablo Brito	B	—	—	8.586.707	16,70%	8,33%
Delfín Jorge Ezequiel Carballo	B	—	—	8.586.711	16,70%	8,33%
Total		51.520.248	100,00%	51.520.248	100,00%	100,00%

Las acciones Clase A y acciones Clase B de la Emisora tienen los mismos derechos de voto, distribución y liquidación, sujeto a los términos del Acuerdo de Accionistas de la Emisora (tal como se define más adelante).

Argentum Investments I LLC es una sociedad de responsabilidad limitada constituida bajo las leyes de Delaware, cuyo miembro gerente es PointArgentum Master Fund LP.

LAIG Eolia S.A. (anteriormente Prado Largo S.A.) es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de Uruguay como el vehículo de inversión centrado en Argentina perteneciente a LAIG Investments. Fundada en 2008, LAIG Investments invierte en compañías del sector energético en toda América Latina y actualmente controla y opera activos de generación de energía, la cadena de valor del gas, energías renovables, soluciones de gestión de flota y eficiencia energética. Su domicilio en Argentina es San Martín 492, piso 7°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Jorge de Pablo Cajal es el único accionista de LAIG Investments.

Fintech Energy LLC es una sociedad de responsabilidad limitada constituida bajo las leyes de Delaware, controlada por Fintech Advisory Inc., una sociedad de responsabilidad limitada con sede en Nueva York con una estrategia de retorno a largo plazo enfocada en mercados emergentes, que posee inversiones en diversas empresas de Argentina, entre las que se incluye una de las empresas de telecomunicación más importantes. Su domicilio en Argentina es Bouchard 680, piso 14°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. David Manuel Martínez es el único accionista de la sociedad Fintech Advisory Inc.

Jorge Horacio Brito es un inversor argentino con más de 30 años de experiencia en el sector bancario. Es presidente del directorio (actualmente bajo licencia) de Banco Macro S.A. (uno de los principales bancos de Argentina).

Jorge Pablo Brito es un inversor argentino con un rol activo en la industria bancaria. Es director titular y presidente de la Emisora. El Sr. Brito es miembro del directorio de Banco Macro S.A. Véase “*Datos sobre Directores, Gerencia, Asesores y miembros del Órgano de Fiscalización—Directorio.*”

Delfín Jorge Ezequiel Carballo es un inversor argentino con más de 30 años de experiencia en la industria bancaria. El Sr. Carballo es el director suplente del directorio de Banco Macro S.A. y director suplente del Bolsas y Mercados Argentinos S.A.

El presidente del Directorio y director Jorge Pablo Brito es el hijo de Jorge Horacio Brito y es el hermano de Marcos Brito. El director suplente Delfín Federico Ezequiel Carballo es el hijo de Delfín Jorge Ezequiel Carballo. Además, Jorge Pablo Brito, Marcos Brito y Delfín Federico Ezequiel Carballo son primos.

Acuerdo de Accionistas

El 4 de diciembre 2015, la Emisora y todos sus accionistas celebraron un acuerdo (el “**Acuerdo de Accionistas**”) con vigencia a partir de dicha fecha. A la fecha de este Prospecto, todos los accionistas actuales de la Emisora son parte del Acuerdo de Accionistas.

Designación de Directores

En tanto las acciones clase A y las acciones clase B representen el 50% de las acciones de la Emisora, o si cualquiera de las clases representara menos del 50% de las acciones de la Emisora, su Directorio estará conformado por ocho directores titulares y ocho directores suplentes.

En tanto las acciones clase A y las acciones clase B representen el 50% de las acciones de la Emisora, (i) cada clase tendrá derecho a designar a la mitad de la cantidad total de directores titulares y a igual cantidad de directores suplentes; y (ii) cada clase tendrá derecho a designar a la mitad de la cantidad total de directores titulares de cada subsidiaria de la Emisora y a igual cantidad de directores suplentes, según lo determine la asamblea de accionistas de cada subsidiaria. Si las acciones clase A o las acciones clase B representan menos del 50% de las acciones de la Emisora, la cantidad de directores que conformará su directorio y el directorio de sus subsidiarias a designar por cada clase de acciones de la Emisora será de un director por cada porcentaje total especificado (según se define el término en el Acuerdo de Accionistas) (o la máxima fracción de ese porcentaje si alguna de las clases no llegase a representar un porcentaje especificado exacto o un múltiplo del mismo) de las acciones de la Emisora representadas por dicha clase.

Presidente y Vicepresidente

En tanto las acciones clase A y las acciones clase B representen el 50% de las acciones de la Emisora, los tenedores de acciones clase B tendrán derecho, como clase, a designar o destituir a Jorge Pablo Brito como presidente del Directorio de la Emisora, y los tenedores de acciones clase A tendrán derecho a designar, destituir o reemplazar al vicepresidente. Si Jorge Pablo Brito renunciara, fuera destituido, o se viese imposibilitado o no estuviese dispuesto a desempeñarse como presidente del Directorio, (i) el nuevo presidente será designado, y podrá ser destituido y reemplazado, por los tenedores de acciones clase A, con el consentimiento de la mayoría de los tenedores de acciones clase B, el cual no podrá ser denegado sin motivo razonable. El presidente deberá asimismo ser un ciudadano argentino, con reconocida trayectoria en el sector de energía de Argentina; (ii) el vicepresidente será designado, y podrá ser destituido y reemplazado, por los tenedores de acciones clase B, con el consentimiento de la mayoría de los tenedores de acciones clase A, el cual no podrá ser denegado sin motivo razonable.

Reuniones

Salvo que el directorio de la Emisora acuerde lo contrario, se llevarán a cabo reuniones de directorio ordinarias, al menos, cada tres meses, o con otra frecuencia según lo ameriten las circunstancias. Cualquier director podrá convocar una reunión de directorio extraordinaria, previa notificación.

Ciertos Funcionarios Ejecutivos

En tanto las acciones clase A y las acciones clase B representen el 50% de las acciones de la Emisora, si el Presidente del Directorio es Jorge Pablo Brito, el Director Financiero será designado, y podrá ser destituido y/o reemplazado por los tenedores de acciones clase A, con el consentimiento de la mayoría de los tenedores de acciones clase B, el cual no podrá ser denegado sin motivo razonable; con la salvedad de que si el presidente del Directorio de la Emisora fue designado por los tenedores de acciones clase A, el Director Financiero será designado, y podrá ser destituido y/o reemplazado, por los tenedores de acciones clase B, con el consentimiento de la mayoría de los tenedores de acciones clase A, el cual no podrá ser denegado sin motivo razonable.

Transferencia de acciones

El Acuerdo de Accionistas contiene también ciertas restricciones respecto a la transferencia de las acciones de la Emisora, entre ellas, derechos de suscripción preferente y derechos de venta por adhesión (*tag along rights*). Estas restricciones son aplicables a transferencias de acciones no destinadas a afiliadas de los accionistas.

Resolución de conflictos

Todo conflicto, controversia o reclamo que surja del Acuerdo de Accionistas o se relacione con el mismo se resolverá con carácter definitivo mediante un procedimiento de arbitraje vinculante administrado por la Cámara de Comercio Internacional, de conformidad con el Reglamento de Arbitraje de la CCI que se encuentre vigente en oportunidad del arbitraje.

B) TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

La Emisora realiza, y es posible que en el futuro realice, transacciones con partes relacionadas. La Emisora considera que las transacciones y operaciones con partes relacionadas celebradas en el pasado fueron desarrolladas en el curso ordinario de los negocios, entre partes independientes y de conformidad con las prácticas de mercado habituales.

Las transacciones con partes relacionadas de la Emisora se detallan en la nota 6 a los Estados Financieros Anuales. A continuación, se incluye un resumen de las transacciones con partes relacionadas más relevantes de la Emisora. Se hace saber que Banco Macro S.A. y sus afiliadas consideran que no revisten el carácter de partes relacionadas con respecto a la Emisora y sus subsidiarias. Véase “*Datos sobre directores, gerencia, asesores y miembros del órgano de fiscalización*”

Deuda

Durante los ejercicios 2017, 2018 y 2019, la Emisora realizó las siguientes operaciones de deuda con partes relacionadas:

- El 2 de diciembre de 2016, la Emisora recibió un préstamo de Banco Macro S.A. y de Banco Itaú Argentina S.A. por un importe de U\$S66 millones que devenga una tasa de interés del 7% anual con fecha de vencimiento final el 7 de diciembre de 2019. Este préstamo se canceló el 22 de enero de 2017.
- Con fecha 11 de agosto de 2017, la Emisora recibió un préstamo de Banco Macro S.A. por U\$S10,0 millones a una tasa de interés del 4,5% anual; su fecha de vencimiento final fue 8 de noviembre de 2017. Este préstamo se canceló en su fecha de vencimiento.
- Banco Macro S.A. era tenedor de (i) U\$S4,9 millones de las obligaciones negociables Clase II de la Emisora por U\$S24,1 millones, emitidas el 8 de noviembre de 2010, con una tasa de interés del 11,0% y con fecha de vencimiento final 30 de septiembre de 2017, (ii) U\$S1,6 millones de las obligaciones negociables Clase III de la Emisora por U\$S23,4 millones emitidas el 18 de noviembre de 2010, con una tasa de interés del 11,0% y fecha de vencimiento final 30 de septiembre de 2017; (iii) U\$S2,5 millones de las obligaciones negociables Clase VII de la Emisora emitidas el 31 de agosto de 2011, y con una tasa de interés de 13,75% y fecha de vencimiento final 30 de diciembre de 2015; y (iv) U\$S3,20 millones, ó el 10,76%, de las obligaciones negociables Clase XIX de la Emisora por Ps. 462,2 millones, con una tasa de interés BADLAR más 5,5% y fecha de vencimiento final 16 de febrero de 2017. Los importes antedichos detentados por Banco Macro S.A. de las obligaciones negociables Clase II y III de la Emisora fueron transferidos a terceros. Las obligaciones negociables Clase VII y XIX de la Emisora se pagaron en su fecha de vencimiento.
- El Sr. Jorge Pablo Brito era tenedor de (i) 2,47 millones de las obligaciones negociables Clase II de la Emisora, y (ii) un 3,39% de las obligaciones negociables Clase XIII de la Emisora por U\$S 16,7 millones emitidas el 26 de diciembre de 2013, con una tasa de interés de 4,75% y fecha de vencimiento final 16 de enero de 2017. Las dos Clases de obligaciones negociables se pagaron antes de su vencimiento el 30 de marzo de 2017, respectivamente.
- El 21 de diciembre de 2018 la Emisora emitió Obligaciones Negociables Simples, no convertibles en acciones y no garantizadas, por un monto de US\$50.000.000 con vencimiento al 22 de enero de 2022, de conformidad con lo dispuesto en el acta de las asambleas de accionistas llevadas a cabo el 9 de octubre de 2018 y el 3 de diciembre de 2018. Las Obligaciones Negociables fueron colocadas en privado y suscriptas por determinados accionista de la Emisora: (i) Fintech Energy LLC con el 41,7% o US\$20,835,000, (ii) Delfín Jorge Ezequiel Carballo con el 8,3% o US\$4,165,000, y (iii) PointState Argentum LLC con el 50% o US\$25,000,000.
- Durante el ejercicio 2019 y 2018 se realizaron ventas por generación de energía al Banco Macro S.A. por Ps.8 millones y Ps.2 millones, respectivamente.
- El 27 de mayo de 2019, la Emisora recibió un préstamo de Banco Macro S.A. por un importe de U\$S22,5 millones que devenga una tasa de interés del 7% anual con fecha de vencimiento final el 21 de abril de 2020.

Al 31 de diciembre de 2019, la Emisora tenía deudas pendientes de pago con partes relacionadas de acuerdo al siguiente detalle:

- *Fintech Energy LLC*: Ps.1.612 millones;

- *Delfín Jorge Ezequiel Carballo*: Ps.322 millones; y
- *PointState Argentum LLC*: Ps.1.934 millones.

Pagos de Impuestos

Bajo la ley argentina, la Emisora es solidariamente responsable por el pago de los impuestos personales por los cuales algunos de nuestros accionistas se encuentran alcanzados al momento de recibir dividendos. Habitualmente la Emisora ingresa el pago de estos impuestos en representación de estos accionistas y luego procura obtener el reintegro de éstos. Desde el momento del pago hasta la oportunidad efectiva de su reintegro, dicho monto se registra como un crédito. Al 31 de diciembre de 2017, 2018 y 2019, la Emisora mantenía los siguientes créditos hacia sus accionistas con respecto a los impuestos abonados por la Emisora en su nombre:

- *Fintech Energy LLC*: Ps.768 mil;
- *Jorge Horacio Brito*: Ps.208 mil;
- *Jorge Pablo Brito*: Ps.208 mil ;
- *Delfín Jorge Ezequiel Carballo*: Ps.208 mil ; y
- *LAIG Eolia S.A., anteriormente Prado Largo S.A.*: Ps.35 mil.

MARCO REGULATORIO DEL NEGOCIO DE LA EMISORA

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 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 Desarrollo Productivo – a través de la Secretaría de Energía (la “SE”)-, (ii) el ENRE y (iii) CAMMESA.

(i) El Ministerio de Desarrollo Productivo (a través de la Secretaría de Energía)

El Ministerio de Desarrollo Productivo es la principal autoridad gubernamental responsable del sector eléctrico argentino a nivel federal. El rol del Ministerio de Desarrollo Productivo se define, principalmente, en la Ley de Ministerios N°22.520 (con sus modificaciones) y el Decreto N°7/2019.

El Ministerio de Desarrollo Productivo tiene a su cargo, entre otras, las siguientes tareas:

- Intervenir en la elaboración de las estructuras arancelarias con la intervención de las áreas que correspondan, en el ámbito de su competencia;
- 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, así como en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra o servicios públicos, de competencia de la Jurisdicción;
- Entender en la investigación y desarrollo tecnológico en las distintas áreas de su competencia;
- Participar en la administración de las participaciones del Estado en las sociedades y empresas con actividad en el área de su competencia;

- Entender en la elaboración de los regímenes de promoción y protección de actividades económicas e industriales y de los instrumentos que los concreten, así como en la ejecución y fiscalización de los mismos en su área;
- Entender en la elaboración de los regímenes de promoción y protección de la inversión;
- Entender en todo lo referido a la administración de la participación estatal en el Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE);
- Ejercer, en el ámbito de su competencia, facultades de contralor respecto de aquellos entes u organismos de control de las áreas privatizadas o dadas en concesión relacionadas con la producción minera y energética, así como también hacer cumplir los marcos regulatorios correspondientes, y entender en los regímenes de tarifas, cánones, aranceles y tasas de las mismas;
- Entender en la elaboración, ejecución y control de las políticas energéticas de la Nación, tendiendo al aprovechamiento, uso racional y desarrollo de los recursos.

La Secretaría de Energía

De acuerdo con lo previsto en el Decreto N° 50/2019, las funciones de la SE son:

- Participar en la elaboración y ejecutar la política energética nacional;
- Entender en los planes, programas y proyectos del área de su competencia;
- Asistir al/a la Ministro/a en la elaboración de las políticas y normas de regulación de los servicios públicos del área energética y en la supervisión de los organismos y entes de control de los concesionarios de obra o de servicios públicos;
- Ejercer las funciones de autoridad de aplicación de las leyes que regulan el ejercicio de las actividades en materia energética, y de autoridad concedente en relación con las concesiones y habilitaciones previstas en dichas leyes;
- Ejercer, en materia de energía, facultades de contralor respecto de aquellos entes u organismos de control de las áreas privatizadas o dadas en concesión en el área de su competencia, así como también hacer cumplir los marcos regulatorios correspondientes, y entender en los regímenes de tarifas, cánones, aranceles y tasas de las mismas;
- Asistir al/a la Ministro/a en la investigación y desarrollo tecnológico en las distintas áreas de energía;
- Participar en la administración de las participaciones del Estado en las sociedades y empresas con actividad en el área de energía;
- Promover la aplicación de la política sectorial fomentando la explotación racional de los recursos 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;
- Ejercer el control tutelar del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

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 (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, bajo la órbita del Ministerio de Desarrollo Productivo. En este contexto, a los fines de lograr mayor claridad a lo largo del presente prospecto –y salvo que se mencione expresamente- nos referiremos a todas las autoridades a lo largo del tiempo como SE.

(ii) El ENRE

El ENRE es un ente autárquico creado en virtud de la Ley de Energía Eléctrica, actualmente bajo la jurisdicción del Ministerio de Desarrollo Productivo. 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.

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

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

(iii) CAMMESA

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

- el despacho de electricidad al SADI, maximizando la seguridad y la calidad de la electricidad suministrada y minimizando los precios mayoristas en el mercado spot (ver “—*Distribución de Electricidad*”);
- planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación conforme reglas que fije periódicamente la SE;
- supervisar el funcionamiento del mercado a término y administrar el despacho técnico de electricidad conforme a los contratos que se celebren en ese mercado;
- ejercer las funciones encomendadas en relación con el sector eléctrico, incluida la facturación y el cobro de pagos por operaciones entre los agentes del MEM;

- comprar y/o vender electricidad a otros países celebrando las correspondientes operaciones de importación y exportación; y
- prestar servicios de consultoría y otros servicios relacionados con estas actividades.

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

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

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

El MEM

Descripción General

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

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 en función de los costos económicos del sistema (“**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 realizada 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. El gobierno argentino fomenta otras tecnologías de generación, como la fotovoltaica y la biomasa, que están en proceso gradual de conexión al SADI.

Exportación e Importación de Electricidad

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

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

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

Sin perjuicio de ello, el artículo 10 de la Ley N° 27.191 excluye a la generación de energía a partir de fuentes renovables de los límites impuestos a la suscripción de contratos del mercado a término, y, en tal contexto, el ex Ministerio de Energía y Minería 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 Ministerio de Energía y Minería dictó las Resoluciones N° 6/2016 y 7/2016.

A partir de la sanción del Decreto N° 801/2018, las funciones del ex Ministerio de Energía y Minería 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.

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.

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 Secretaría de Energía 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 Secretaría de Energía (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 Secretaría de Energía, 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 remarcar que 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.

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

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%

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

Si 30 % <= FU < 70%

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

Si FU >= 70%

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

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

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

PrecPotDIGO

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

entonces

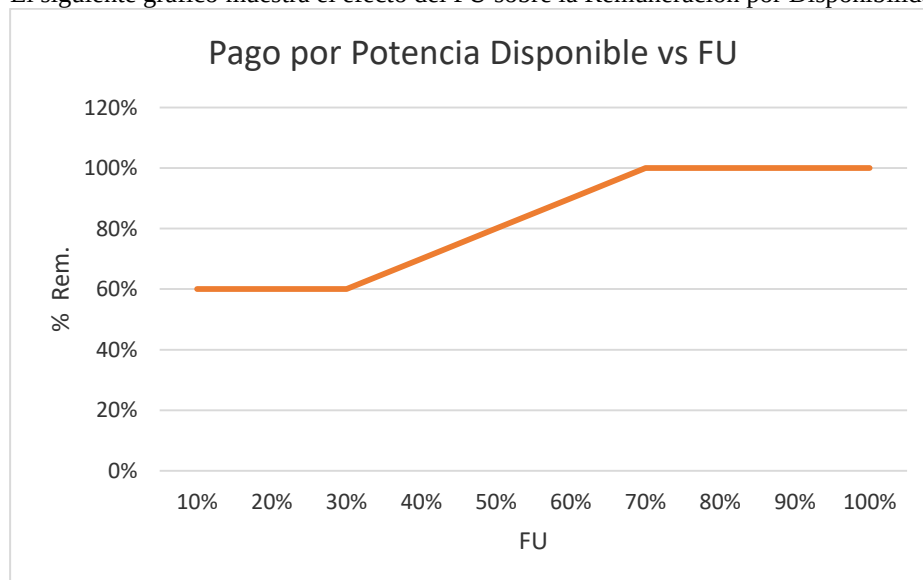
$$\text{REM DIGO [$/mes]} = \text{MAX} \{ \text{REM BASE}; \text{DRP} [\text{MW}] * \text{kFM} * \text{PrecPotDIGO} * \text{DRP} / \text{DIGO} \}$$

Ajuste por FU a REM DIGO

Si FU < 30%

$$\begin{aligned} \text{REM TOT } (\$/\text{mes}) &= \text{REM DIGO} * 0.6 \\ \text{Si } 30 \% \leq \text{FU} < 70\% \\ \text{REM TOT } (\$/\text{mes}) &= \text{REM DIGO} * (\text{FU} + 0.3) \\ \text{Si } \text{FU} \geq 70\% \\ \text{REM TOT } (\$/\text{mes}) &= \text{REM DIGO} \end{aligned}$$

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.

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° 95/13. 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 ex SEN 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 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 (véase “Descripción General y Reglamentación del Negocio de la Emisora—Precios y Tarifas”). 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 ex SEN 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 Ministerio de Energía y Minería 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 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 ex SEE N°155. 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 SE autorizó a CAMMESA a iniciar las negociaciones para la suscripción de los contratos de demanda mayorista con las empresas allí mencionadas.

Programa de Energías Renovables

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 enero de 2020, la generación de fuentes renovables en Argentina tuvo una participación del 8% en la energía del mes. El 62% correspondió a energía térmica, el 23% a energía hidráulica, y el 7% a energía nuclear.

La siguiente tabla muestra el crecimiento de la generación de fuentes renovables entre los años 2016 a 2019.

Tecnología Renovable [GWh]	Total 2016	Total 2017	Total 2018	Total 2019	ene-20	feb-20
Biogas	58	64	145	255	23	21
Biomasa	193	243	252	299	16	13
Solar	14	16	108	800	107	84
Hidro Renovable	1 820	1 696	1 432	1 462	129	130
Eólico	547	616	1 413	4 996	683	638
TOTAL	2 632	2 635	3 350	7 811	958	886

Fuente: CAMMESA – Informe Mensual - Febrero 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° 31/2020.

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 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 Ministerio de Energía y Minería (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 -, o alternatively 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 del proyecto: el IVA facturado a los beneficiarios por la compra, elaboración, fabricación o importación definitiva de bienes de capital o la realización de obras de infraestructura, le será acreditado contra otros impuestos a cargo de la AFIP luego de transcurridos, como mínimo, tres períodos fiscales contados desde aquél en el que se hayan realizado las inversiones o, en su defecto, le será devuelto en el plazo estipulado en la aprobación del proyecto, en las condiciones y con las garantías que al respecto se establezcan;
- Amortización acelerada de los bienes a efectos del impuesto a las ganancias: los beneficiarios podrán practicar amortizaciones por las inversiones correspondientes a los proyectos efectuadas con posterioridad a su aprobación y conforme a los plazos que allí se establezcan. Estas amortizaciones están sujetas a un tratamiento diferenciado según el momento en que se hayan realizado: dentro de los primeros, segundos o terceros doce meses posteriores a la aprobación del proyecto. Esta alternativa está sujeta a la condición de que los bienes permanezcan en el patrimonio del titular del proyecto durante por lo menos tres años; 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 anteriores a la finalización del proyecto correspondiente. Los bienes deben estar afectados al proyecto relevante y tuvieron que haber sido adquiridos por la compañía luego de la aprobación del proyecto.

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 Ministerio de Energía y Minería, 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 la puesta en marcha 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 4 de Diciembre de 2018) 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.

- Certificado de crédito fiscal que podrá ser utilizado para la cancelación de obligaciones fiscales emergentes del impuesto a las ganancias, IVA, impuesto a la ganancia mínima presunta e impuestos internos, 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 solicitar un incremento de la tarifa de la energía renovable para reflejar los costos adicionales derivados del tributo. 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:

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

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

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.

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 No. 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°27191 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 afectados a la instalación de estaciones de generación de energía obtenida a partir de energía renovable;
 - (ii) Impuesto de sellos para contratos específicos relacionados con la actividad de generación de energía mediante fuentes renovables; y
 - (iii) Impuesto a 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 ex SEN 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 Ministerio de Energía y Minería (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.
- 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.
- 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 Ministerio de Energía y Minería 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 rescindirá 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, el Ministerio de Energía 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 licenciarios 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 contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovable, por un total de 1142 MW.

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 Ministerio de Energía y Minería 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 U\$/MW.

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

Mediante Resolución N° 281/2016, el Ministerio de Energía y Minería adjudicó la celebración de contratos de abastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables.

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—Proyectos de Ampliación—Proyectos de Fuentes de Energías Renovables—Proyecto del Parque Eólico Necochea*”. Asimismo, fueron adjudicados los proyectos Pomona I, Ullum I, Ullum II y Ullum III.

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

En virtud de la Resolución N° 275-E/2017 emitida el 16 de agosto de 2017, el ex Ministerio de Energía y Minería 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 Ministerio de Energía y Minería 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 N° 281

El 18 de agosto de 2017, el ex Ministerio de Energía y Minería dictó la Resolución N° 281 con el objeto de establecer y regular el Régimen del MATER.

En este contexto, estableció las condiciones de cumplimiento de las metas de consumo de energía renovable previstas en la Ley N°27.191 por parte de los grandes usuarios del MEM y las grandes demandas (clientes de las

distribuidores del MEM), en tanto sus demandas de potencia sean iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW) medios, a través de la contratación individual en el MATER o por autogeneración de fuentes renovables, de conformidad con lo previsto en el artículo 9° del Anexo II del Decreto N° 531/2016, modificatorios y complementarios.

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

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

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

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

En este contexto, los Proyectos Habilitados están facultados para:

- (i) Vender, mediante contratos del mercado a término, a grandes usuarios o autogeneradores, la energía eléctrica producida o la adquirida por contratos con otros generadores, cogeneradores, autogeneradores o comercializadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, conforme las reglas que rigen las transacciones en el MEM.
- (ii) Adquirir, mediante contratos del mercado a término, de otros generadores, cogeneradores, autogeneradores titulares de proyectos habilitados o comercializadores, la energía que estos produzcan o comercialicen, conforme las reglas que rigen las transacciones en el MEM
- (iii) Vender, mediante contratos del mercado a término, a otros generadores, cogeneradores, autogeneradores o comercializadores de energía eléctrica a partir de fuentes renovables la energía eléctrica producida, conforme las reglas que rigen las transacciones en el MEM
- (iv) Vender a CAMMESA el excedente de los volúmenes de energía eléctrica comprometidos en los contratos que hubieren celebrado, en los términos y con el alcance establecido en el artículo 12, del Anexo II del Decreto N° 531/2016 y su modificatorio. Tales excedentes no podrán superar el diez por ciento (10%) de la generación del Proyecto Habilitado.
- (v) Actuar en el mercado spot, vendiendo la energía eléctrica generada excedente no comercializada de acuerdo con lo previsto en los incisos anteriores, la que será valorizada al precio establecido en la Resolución N°19 de fecha 27 de enero de 2017 o la que la reemplace en el futuro (la Resolución N° 1, y actualmente, la Resolución N° 31/2020).

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

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

- Centrales hidroeléctricas de pasada y centrales que generen a partir de fuentes de energía renovable que hubieren entrado en operación comercial con anterioridad al 1 de enero de 2017;
- Centrales que suministren su energía en el marco de los contratos de abastecimiento celebrados por CAMMESA en los términos establecidos en las Resoluciones 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 Ministerio de Energía y Minería;
- 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, (c) un proceso de verificación para determinar el cumplimiento de las metas de consumo, (d) penalidades y (e) procedimiento de sanciones.

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 Gobierno de Energía de la Nación y el ENRE han dictado normas vinculadas con la protección del ambiente. Entre ellas se pueden mencionar: a) la Resolución N°475/87 de la ex Secretaría de Energía de la Nación que establece que las empresas del sector energético deben presentar ante la Secretaría de Energía de la Nación 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 ex Secretaría de Energía de la Nación 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 .

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, tales como: a) la Ley N°24.051 y su Decreto Reglamentario N°831/93 de gestión de residuos peligrosos; b) la Ley N°25.675 y su Decreto Reglamentario N°831/93 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 Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación) debe adquirir un seguro ambiental para garantizar el pago de la remediación del daño potencial derivado de dichas actividades; 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).

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: 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 Ley N°11.459 y su Decreto Reglamentario N°1.741/96 sobre radicación de industrial dentro de la jurisdicción de la provincia de Buenos Aires; c) 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; d) 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; e) la Ley N°12.257 (Código de Aguas de la provincia de Buenos Aires) y sus normas complementarias; entre otras. A su vez, la actividad de la Compañía se encuentra sujeta a 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; y f) 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; g) Resoluciones N°231/96, 129/97 y 529/98 de la ex Secretaría Provincial de Política Ambiental que establecen que todos los aparatos sometidos a presión deben ser

inscritos 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 del Chubut, ella se encuentra sujeta a las normas ambientales de dicha provincia. Entre ellas se encuentran: a) la Ley XI N°35 (Código Ambiental de la provincia del Chubut) reglamentada por el Decreto N°185/09 (modificado por los Decretos N°1.003/16 y 998/16), que, entre otras cuestiones, establece el deber de obtener la aprobación del estudio de impacto ambiental por parte de las autoridad ambiental competente y adhiere a la Ley Nacional N°24.051 de residuos peligrosos; b) la Ley XVII N°53 (Código de Agua de la provincia del Chubut); 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-; y d) la Ley I N°191 que establece el marco regulatorio del sector eléctrico de la provincia del Chubut.

A su vez, 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: a) la Ley N°6.260 y sus Decretos Reglamentarios N°5.837/1991 y 5394/97 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) la Ley N°9.172 (Ley de Aguas de la provincia de Entre Ríos); y e) la Ley N°8.916 y sus modificatorias que establecen el marco regulatorio del sector eléctrico de la provincia de Entre Ríos.

En relación a la actividad de la Compañía en las provincias de Tucumán, San Juan, y Río Negro, a continuación, se encuentran algunas de las referencias normativas provinciales:

Tucumán

SEMA Tucumán Dirección General de Fiscalización Ambiental	Certificado de Inscripción de Efluentes Líquidos y Sólidos (*) (vuelco de efluentes líquidos) - Resolución 30/09
SEMA Tucumán Dirección de Recursos Hídricos	Inventario de empresas Res. 220
SEMA Tucumán Dirección de Medio Ambiente	Certificado de Inscripción Actividades Contaminantes - Ley 7165 (generador de residuos peligrosos)

San Juan

SEAyDS (San Juan)	Certificado Ambiental Anual (Inscripción RRPP Provincia) - LEY N° 522-L
	Declaratoria de Impacto Ambiental (EsIA – DIA) - LEY N° 6.571
Departamento de Hidráulica	Permiso de construcción de perforación - LEY 190-L Código de Aguas de San Juan
	Concesión del Agua - LEY 190-L Código de Aguas de San Juan
	Certificado de Autorización de Descarga de Efluentes Industriales (CAD) - (Ley N° 5824/87)

Río Negro

SAyDS Río Negro	Inscripción como generador de residuos especiales - LEY N° 3250
	Declaración de Impacto Ambiental (DIA) - LEY N° 3266

DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

Los términos y condiciones aplicables a cada Clase y/o Serie de Títulos en particular constarán en el Suplemento de Prospecto correspondiente, en el cual se podrán completar o ampliar, respecto de dicha Clase y/o Serie en particular, los términos y condiciones generales de los Títulos que se incluyen en el siguiente texto (las “Condiciones”) y que se aplicarán a cada Clase y/o Serie de Títulos.

DETALLES DE LA OFERTA Y LA NEGOCIACIÓN

Autorización y plazo de vigencia

La creación del Programa y la emisión de Títulos bajo el mismo han sido autorizadas por la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Emisora de fecha 2 de julio de 2008, Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Emisora de fecha 17 de abril de 2013 y por reunión de Directorio de la Emisora de fecha 3 de julio de 2008. Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Emisora de fecha 31 de mayo de 2016 y por reunión de Directorio de la Emisora de fecha 19 de diciembre de 2017 en la cual se aprobó la actualización del Prospecto del Programa. A la vez, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Emisora, celebrada el 4 de enero de 2018 aprobó el aumento de programa por hasta US\$800.000.000 (o su equivalente en otras monedas) y su prórroga por el plazo de 5 años hasta el 4 de enero de 2023. La oferta pública de los Títulos emitidos bajo el Programa ha sido autorizada por las Resoluciones: N°15.987 de la CNV de fecha 25 de septiembre de 2008; N°17.245 de la CNV, de fecha 12 de diciembre de 2013, que aprobara el primer aumento del monto del Programa; N°18.345 de fecha 10 de noviembre de 2016 que aprobara el segundo aumento del monto del Programa; y Disposición N°DI-2018-52-APN-GE#CNV de la CNV, de fecha 26 de octubre de 2018, que aprobara el tercer aumento del monto de programa y extensión del plazo de vigencia hasta la suma actualmente vigente de US\$800.000.000 (Dólares Estadounidenses ochocientos millones)

El plazo de vigencia actual expirará el 12 de diciembre de 2023.

General

Los Títulos se limitarán a un monto de capital total de US\$800.000.000 o su equivalente en otras monedas, determinado al momento de emitirse cada clase y/o serie. El plazo de amortización, precio de emisión, tipo y tasa de interés, moneda de emisión, compromisos, supuestos de incumplimiento y demás términos y condiciones particulares referidos a cada Clase y/o Serie de Títulos se especificarán en el Suplemento de Prospecto relativo a cada Clase y/o Serie.

Clases y Series

Los Títulos se emitirán en diferentes clases (“Clases”). Todos los Títulos de la Clase estarán sujetos a idénticas condiciones, pudiendo diferir en su fecha de emisión. Los Títulos de la misma Clase con distinta fecha de emisión pertenecerán a una serie distinta de la misma Clase (una “Serie”) de Títulos.

Amortización

Los Títulos se emitirán con una amortización mínima de siete días y máxima de 30 años, o aquellos otros plazos mínimos o máximos que resulten imperativos bajo las normas en vigencia al momento de la emisión de una Clase y/o Serie.

Precio de Emisión

Los Títulos podrán emitirse a la par, bajo la par o con prima.

Interés

Los Títulos podrán emitirse devengando interés a tasa fija, a tasa flotante, con descuento de emisión o sin devengar interés.

Moneda

Los Títulos se emitirán en Dólares, en pesos o en cualquier otra moneda que oportunamente determine el Directorio, sujeto al cumplimiento de todos los requisitos reglamentarios y legales aplicables.

Cálculo del Monto Máximo del Programa

A los efectos de la determinación del monto de capital en circulación bajo el Programa, en el caso en que se emitiera una Clase de Títulos en otra moneda que no fuera Dólares, se especificará en el Suplemento de Prospecto respectivo la fórmula o el procedimiento que se utilizará para la determinación de las equivalencias entre la moneda en que dicha Clase de Títulos fuera emitida y Dólares, moneda en la cual se encuentra expresado el monto máximo del Programa.

Garantías

Los Títulos serán sin garantía, o con garantía especial, flotante o fiduciaria, o con garantías de terceros.

Pagos de Interés y Amortizaciones

Los intereses y/o amortizaciones de capital (“**Servicios**”) respecto de las Obligaciones Negociables serán pagaderos en las fechas que se estipulen en las condiciones de emisión de cada Clase y/o Serie y en el Suplemento de Prospecto correspondiente. Si la fecha fijada para el pago fuera 1 (un) día inhábil, quedará pospuesta al siguiente día hábil, sin que se devenguen intereses sobre dicho pago por el o los días que se posponga el vencimiento. El monto de intereses a pagar por cada unidad monetaria de capital se redondeará al centavo más cercano, redondeando hacia arriba el medio centavo. Las obligaciones de pago se considerarán cumplidas y liberadas en la medida en que la Emisora ponga a disposición de los inversores, o del agente de pago de existir éste, o de la Caja de Valores S.A. en cuanto a las Obligaciones Negociables allí depositadas, los fondos correspondientes. Se entenderá por “Día Hábil” cualquier día lunes a viernes, salvo aquellos en los que las entidades financieras están obligadas a cerrar en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según lo ordene el Banco Central.

Forma, Denominaciones y Registro

Los Títulos se emitirán bajo la forma de títulos globales nominativos, títulos globales al portador o títulos escriturales, u otra forma que eventualmente autoricen las normas aplicables. Los Títulos podrán emitirse en aquellas denominaciones mínimas autorizadas por la normativa de la CNV, debiendo en tal caso emitirse tantos títulos como sea necesario hasta completar el monto total emitido en cada Clase y/o Serie. La forma y denominación en la cual se emita cada Clase y/o Serie de Títulos se especificará en el Suplemento de Prospecto respectivo.

En virtud de lo previsto en la Ley N° 24.587 sobre nominatividad de los títulos valores privados vigente desde el 22 de noviembre de 1995, y su Decreto reglamentario N°259/96, los títulos de deuda emitidos en el país por sociedades argentinas, y los certificados provisionales que los representen, deben ser nominativos no endosables. Cuando los mismos se encuentren autorizados por la CNV para su oferta pública en Argentina, el requisito de la nominatividad se considerará cumplido cuando se encuentren representados en certificados globales o parciales, inscriptos o depositados en regímenes de depósito colectivo nacionales o extranjeros autorizados por la CNV. La CNV autorizó a la Caja de Valores S.A. como régimen de depósito colectivo nacional, y a The Depository Trust Company (“**DTC**”), Euroclear Operations Centre (“**Euroclear**”), Clearstream Banking, (“**Clearstream**”) y Swiss Securities Clearing Corporation (“**SEGA**”), como regímenes de depósito colectivo extranjeros a tales efectos. En consecuencia, mientras resulten aplicables las disposiciones de dichas normas bajo el Programa, la Emisora solamente emitirá Títulos que cumplan con lo dispuesto en dicha ley, sus modificatorias y reglamentarias, y con las Normas de la CNV.

Colocadores

El Directorio de la Emisora podrá designar a las entidades que actuarán como agentes colocadores de cada Clase y/o Serie de Títulos a ser emitida o re-emitida bajo el Programa. Cada emisión o re-emisión de Títulos se hará sobre la base de una suscripción en firme o una colocación en base a los mejores esfuerzos, según lo acordado entre la Emisora previa resolución del Directorio al efecto y los agentes colocadores respectivos. Las comisiones de suscripción y colocación se convendrán en cada emisión de Títulos. El Suplemento de Prospecto respectivo especificará los nombres y las direcciones de dichos colocadores, y los términos de colocación acordados por la Emisora con los mismos, los cuales deberán observar lo dispuesto por las Normas de CNV.

Fiduciario - Agentes de Pago - Agente de Registro - Otros Agentes

La Emisora podrá designar fiduciario, agente fiscal, agentes de pago, agentes de registro y otros agentes que fueren pertinentes en relación a cada Clase y/o Serie de Títulos y que determine el Directorio. En su caso, el Suplemento de Prospecto respectivo especificará los nombres y las direcciones de dichos agentes, y los términos de los convenios que hubiere suscripto la Emisora con los mismos.

Impuestos - Montos Adicionales

Salvo que se determine lo contrario en el correspondiente Suplemento de Prospecto, todos los pagos de capital e intereses respecto de los Títulos se harán sin retenciones o deducciones por o a cuenta de cualesquiera impuestos, tasas, cargas, contribuciones, retenciones, transferencia de impuestos o fondos, gravámenes u otras cargas gubernamentales (incluyendo penalidades, intereses y otras obligaciones relacionadas a lo antedicho) de cualquier naturaleza, presentes o futuros, impuestas, gravadas, cobradas, retenidas o exigidas a nombre de la Argentina o cualquier autoridad en o de dicho país con poder para gravar impuestos o por cualquier organización de la cual la Argentina sea miembro en el presente o en el futuro (“**Impuestos**”), salvo que se requiera que tales Impuestos sean retenidos o deducidos por ley o la aplicación o interpretación de la misma. En el caso de que se requiera que tales Impuestos sean retenidos o deducidos por ley o por interpretación oficial o aplicación de la misma, la Emisora pagará los montos adicionales (“**Montos Adicionales**”) necesarios para que los tenedores de Títulos reciban los montos que habrían percibido de no haberse requerido tal retención o deducción, con la salvedad que no deberán pagarse Montos Adicionales respecto de un inversor (o a un tercero en nombre de un inversor), cuando dicho inversor sea responsable del pago de esos Impuestos en relación con sus Obligaciones Negociables en razón de mantener alguna conexión con Argentina, una jurisdicción provincial o local, o con la Emisora, distinta de la simple titularidad de esas Obligaciones Negociables o el recibo del pago pertinente respecto de las mismas.

Salvo que se determine lo contrario en el correspondiente Suplemento de Prospecto, la Emisora pagará todos los impuestos de sellos o demás impuestos documentarios u otras tasas de naturaleza similar, si hubiera, gravadas en la Argentina o en cualquier jurisdicción a través de la cual se realicen pagos bajo los Títulos. La Emisora también indemnizará a los tenedores de Títulos de y contra todo impuesto de sellos, a la emisión, registro, tasa de justicia u otros impuestos y tasas similares, incluidos los intereses y penalidades, pagados por cualquiera de ellos en Argentina en relación con cualquier acción adoptada por el Fiduciario, si lo hubiere, o los Tenedores para exigir el cumplimiento de las obligaciones de la Emisora bajo dichos Títulos.

Compra de Títulos por parte de la Emisora

La Emisora puede, en cualquier momento, comprar Títulos en los mercados autorizados donde éstos listen o se negocien por medio de una oferta o acuerdo privado, a un precio que en todos los supuestos asegure un trato igualitario entre todos los tenedores de los Títulos. Cualquier Título comprado de esta forma por la Emisora podrá ser registrado en nombre de la Emisora o cancelado; estableciéndose, sin embargo, que, a efectos de determinar los Tenedores de Títulos con derecho a formular, dar o aceptar cualesquiera solicitudes, demandas, autorizaciones, directivas, notificaciones, consentimientos, renunciaciones y otras acciones bajo los términos de los Títulos, cualesquiera Títulos registrados en nombre de la Emisora no se considerarán en circulación y no participarán al realizar, dar o aceptar dicha acción. La Emisora no actuará como agente estabilizador del precio.

Compromisos generales de la Emisora

En la medida en que permanezca pendiente el pago de cualquier servicio con relación a las Obligaciones Negociables bajo el Programa, la Emisora se obliga a cumplir los siguientes compromisos, sin perjuicio de los que se establezcan con relación a Clase y/o Serie en cada Suplemento de Prospecto:

(a) Conservación de Bienes Inmuebles: la Emisora hará que todas los bienes inmuebles utilizados en o útiles para el desarrollo de sus actividades, sean mantenidos en buenas condiciones de mantenimiento y funcionamiento, con excepción de aquellas manutenciones, reparaciones, renovaciones, reemplazos y mejoras cuya falta u omisión no pudiera tener un efecto significativamente adverso sobre las operaciones, actividades, situación (financiera o económica) de la Emisora, consideradas como un todo;

(b) Pago de Impuestos y otros Reclamos: La Emisora pagará o extinguirá, o hará que sean pagados o extinguidos antes de que entren en mora (i) todos los impuestos, tasas, contribuciones y cánones que graven a la Emisora o a sus ingresos, utilidades o activos, y (ii) reclamos legítimos de naturaleza laboral, por prestación de

servicios o provisión de materiales, que, en caso de no ser cancelados, podrían tener un efecto significativamente adverso sobre las operaciones, actividades y situación (financiera o económica) de la Emisora;

(c) Seguros: La Emisora deberá contratar con compañías aseguradoras de primera línea y mantener pagos todos los seguros para cubrir los riesgos que habitualmente aseguran las compañías que desarrollan negocios similares a los de la Emisora y que son titulares u operan bienes similares a los que posee u opera la Emisora;

(d) Estados financieros. Mantenimiento de Libros y Registros: La Emisora preparará sus estados financieros de acuerdo con los principios de contabilidad generalmente aceptados según fueren aplicados en Argentina, las normas contables vigentes y las demás normas aplicables (incluyendo, sin limitación, las Normas de la CNV), y los mismos serán dados a conocer entre el público inversor a través de los medios previstos por las normas vigentes. La Emisora mantendrá sus libros, cuentas y registros de conformidad con los principios contables generalmente aceptados según fueren aplicados en Argentina, las normas contables vigentes y las demás normas aplicables (incluyendo, sin limitación, las Normas de la CNV).

(e) Requisitos de Información: La Emisora suministrará periódicamente a los Tenedores de los Títulos por los medios informativos habituales previstos en la legislación aplicable la información contable, financiera y de todo otro hecho relevante requerida por las normas y regulaciones aplicables de la CNV, el BYMA o el mercado en el cual se listen o se negocien los Títulos.

Rescate anticipado a opción de la Emisora

La Emisora podrá, siempre respetando la igualdad de trato entre los inversores y siempre y cuando se encuentre expresamente especificado en el Suplemento de Prospecto de una Clase y/o Serie en particular, rescatar anticipadamente la totalidad o una parte de las Obligaciones Negociables de dicha Clase y/o Serie que se encuentren en circulación, al valor nominal con más los intereses devengados hasta la fecha de rescate, con más la prima que se establezca para el rescate de cada Clase y/o Serie en particular. El importe a pagar a los obligacionistas será el valor de rescate, que resultará de sumar al valor nominal -total o parcial, según el caso- y los intereses devengados conforme a las condiciones de emisión hasta el día de pago del valor de rescate y, de corresponder, la prima de rescate aplicable. La decisión será publicada en el Boletín Diario de la BCBA y en la página web de la CNV, a través de la AIF www.cnv.gob.ar. Tal publicación constituirá notificación suficiente para los obligacionistas. El valor de rescate se pagará en un plazo no mayor a treinta 30 días desde la publicación del aviso correspondiente.

Rescate anticipado por razones impositivas

A menos que se especifique lo contrario en los Suplementos de Precio correspondientes, las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie podrán ser rescatadas a opción de la Emisora, siempre respetando la igualdad de trato entre los inversores, en su totalidad, pero no parcialmente, en caso que tuvieran lugar cambios impositivos que generen en la Emisora la obligación de pagar montos bajo las Obligaciones Negociables adicionales a los montos o pagos contemplados a la fecha de emisión de una Clase y/o Serie. La decisión será publicada en el Boletín Diario de la BCBA y en la página web de la CNV, a través de la AIF www.cnv.gob.ar. Tal publicación constituirá notificación suficiente para los obligacionistas.

Eventos de Incumplimiento

Un Evento de Incumplimiento será cualquiera de los siguientes hechos (salvo que en un Suplemento de Prospecto de una Clase y/o Serie se establezca lo contrario, o se agreguen o modifiquen Eventos de Incumplimiento), sea cual fuere el motivo de dicho Evento de Incumplimiento: (a) Falta de pago de los Servicios de intereses y/o capital o Montos Adicionales adeudados respecto de cualquiera de las Obligaciones Negociables de una Clase y/o Serie cuando los mismos resulten vencidos y exigibles, y dicha falta de pago persistiera por un período de 10 días; o (b) Si la Emisora no cumpliera ni observara debidamente cualquier término o compromiso establecidos en las condiciones de emisión de las Obligaciones Negociables y dicha falta de cumplimiento u observancia continuara sin ser reparada dentro de los 30 días después de que cualquier inversor – o el agente fiduciario de los obligacionistas en los términos del art. 13 de la Ley de Obligaciones Negociables, en su caso - haya cursado aviso por escrito al respecto a la Emisora; o (c) Si un tribunal de jurisdicción competente hubiera dictado un laudo o sentencia definitiva, mandamiento u orden contra la Emisora, para el pago de dinero y hubieran transcurrido 30 (treinta) días desde la notificación de dicha sentencia definitiva, mandamiento u orden sin que se los haya cumplido, apelado o suspendido, ello siempre que sea probable que la misma tenga un efecto adverso sustancial sobre la capacidad de la Emisora para cumplir con sus obligaciones bajo las Obligaciones Negociables o sobre la

legalidad, validez o ejecutabilidad de las Obligaciones Negociables; o **(d)** si la Emisora solicitara la formación de concurso preventivo de acreedores o la declaración de su propia quiebra; o **(e)** Si la Emisora iniciara procedimientos para un acuerdo preventivo extrajudicial en los términos de la legislación concursal; o **(f)** si se le tornase ilícito a la Emisora cumplir con cualquiera de sus obligaciones derivadas de las Obligaciones Negociables, o cualquiera de sus obligaciones derivadas de éstas dejare de ser válida, obligatoria o exigible; o **(g)** salvo en el caso de una reorganización societaria, se dicte una orden o se apruebe una resolución según la cual la Emisora deba ser liquidada o disuelta; o **(h)** si un tribunal o autoridad gubernamental competente dictase una orden mediante la cual designare un síndico liquidador u otro funcionario similar para la totalidad o una parte significativa de los bienes, activos e ingresos de la Emisora, y una orden de revocación de dicha designación no se obtuviese dentro de los 60 (sesenta) días; **(i)** si la Emisora dejare de cumplir de modo general con el pago de sus deudas a su vencimiento, o de modo general estuviese imposibilitada de cumplir con el pago de sus deudas al vencimiento; o **(j)** si ocurriera cualquier acto por parte del Gobierno Nacional o gobiernos provinciales u organismos o dependencias de los mismos, que resultare en la expropiación de todos o substancialmente todos los bienes de la Emisora; entonces, en cada uno de esos casos, cualquier titular o titulares de Obligaciones Negociables de una Clase y/o Serie que en ese momento se encuentre en circulación que representen en conjunto al menos un 25% del capital total no amortizado de dicha Clase y/o Serie en circulación, podrá declarar inmediatamente vencido y exigible el capital de todos las Obligaciones Negociables de esa Clase y/o Serie, junto con los intereses devengados hasta la fecha de caducidad de plazos, mediante envío de aviso por escrito a la Emisora, a la CNV y, en su caso, a el mercado donde coticen o negocien las Obligaciones Negociables, salvo que de otro modo se estipule con relación a una Clase y/o Serie y con excepción de los incisos d) y e) del presente artículo en cuyo caso el capital e interés devengados sobre todas las Obligaciones Negociables en circulación vencerán automáticamente y se tornarán inmediatamente vencidas y exigibles, sin ninguna declaración u otra acción de parte de los tenedores de Obligaciones Negociables. Ante dicha declaración, el capital se tornará inmediatamente vencido y exigible, sin ninguna otra acción o aviso de cualquier naturaleza, a menos que con anterioridad a la fecha de entrega de ese aviso se hubieran remediado todos los Eventos de Incumplimiento que la hubieran motivado, y no se verificaren otros nuevos. Si en cualquier momento con posterioridad a que el capital de las Obligaciones Negociables de una Clase y/o Serie haya sido declarado vencido y exigible, y antes de que se haya obtenido o registrado una venta de bienes en virtud de una sentencia o mandamiento para el pago del dinero adeudado, la Emisora abonara una suma suficiente para pagar todos los montos vencidos de capital e intereses respecto de la totalidad de las Obligaciones Negociables de dicha Clase y/o Serie que se hayan tornado vencidos, con más los intereses moratorios, y se hayan reparado cualesquiera otros Eventos de Incumplimiento referido a dicha Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables, entonces la declaración de caducidad quedará sin efecto.

Notificaciones

Las notificaciones que deban cursarse a los tenedores de Títulos se cursarán en todos los casos por medio de las publicaciones que sean requeridas por la legislación aplicable, las Normas de la CNV, así como por los mercados de valores en los cuales se listen los Títulos. Asimismo, podrán disponerse medios de notificación adicionales complementarios para cada Clase y/o Serie de Títulos, los cuales se especificarán en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Salvo que en un Suplemento de Prospecto se dispusiera de otro modo, todos los avisos deberán cursarse mediante publicación por un día en el Boletín Diario de la BCBA o en un diario de gran circulación en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y en la página web de la CNV, a través de la AIF www.cnv.gob.ar.

Modificaciones a los términos y condiciones de los Títulos

La Emisora podrá convocar a asambleas de tenedores de una o más Clase de Títulos, a los efectos de modificar los términos y condiciones de los mismos. La Emisora podrá convocar a todos los tenedores de Títulos, independientemente de la Clase a la cual pertenecen, en una única asamblea, o podrá convocar a los tenedores de los Títulos por Clase, celebrándose una asamblea por cada respectiva Clase.

Las asambleas de tenedores de Títulos deberán ser convocadas y celebradas en base a los requisitos dispuestos en la Ley de Obligaciones Negociables, Normas de la CNV aplicables y requisitos dispuestos por los mercados de valores en los cuales liste la Clase de Títulos respectiva, si fuera el caso.

Las asambleas de tenedores de Títulos podrán celebrarse en forma simultánea en Buenos Aires y otras jurisdicciones, conforme se especifique en el Suplemento de Prospecto correspondiente, por medio de un sistema de telecomunicaciones que les permita a los participantes escucharse mutuamente y hablar unos con otros, y

cualquiera de tales asambleas simultáneas se reputarán como una única asamblea a efectos de la determinación del quórum y porcentajes de voto aplicables a cada asamblea.

Las modificaciones y reformas a los Títulos de una Clase podrán efectuarse, con la aprobación de los tenedores de Títulos de por lo menos una mayoría del capital total de dicha Clase de los Títulos o de todas las Clases emitidas bajo el Programa al cual la obligación, compromiso, Evento de Incumplimiento u otro término que es el objeto de dicha modificación, reforma o renuncia resulta aplicable, mientras estén vigentes, presentes o representados en ese momento en una asamblea extraordinaria de los tenedores de Títulos de la Clase relevante, celebrada de conformidad con las normas aplicables; estableciéndose, sin embargo, que ninguna de tales modificaciones o reformas podrá, sin el consentimiento unánime de los Tenedores de la totalidad de los Títulos de una Clase, introducir un cambio “esencial” a los términos de los Títulos de tales Clases. A efectos del presente, se entiende por cambio “esencial”, en forma no taxativa, a cualquiera de los siguientes supuestos: (i) todo cambio en el vencimiento del capital o intereses sobre los Títulos de una Clase; (ii) una reducción en el capital o intereses sobre los Títulos de una Clase o un cambio en la obligación de la Emisora de pagar Montos Adicionales respecto de ellos; (iii) un cambio en el lugar o moneda de pago del capital o de los intereses (incluyendo los Montos Adicionales) sobre los Títulos de una Clase; (iv) un cambio que afecte el derecho de entablar una acción para la exigibilidad de cualquier pago de capital o intereses sobre los Títulos de una Clase en la fecha o luego de la fecha del vencimiento; o (v) una reducción en los citados porcentajes de monto de capital de los Títulos de una Clase necesarios para modificar o reformar los Títulos de una Clase, o para renunciar al cumplimiento futuro con o incumplimiento pasado por la Emisora o una reducción en los requisitos de quórum o los porcentajes de votos requeridos para la adopción de cualquier resolución en una asamblea de Tenedores de una Clase de Títulos.

Las asambleas de Tenedores de Títulos de una Clase podrán ser ordinarias o extraordinarias. Las modificaciones a los términos y condiciones de los Títulos de una Clase podrán ser aprobadas solamente en el seno de una asamblea extraordinaria. El quórum en cualquier asamblea en primera convocatoria se constituirá con las personas que tengan o representen el 60% (en el caso de una asamblea extraordinaria) o una mayoría (en el caso de una asamblea ordinaria) del monto total de capital que permanezca impago de los Títulos de la Clase relevante y en cualquier asamblea en segunda convocatoria serán las personas que tengan o representen el 30% del monto total de capital que permanezca impago de los Títulos de la Clase relevante (en el caso de asambleas extraordinarias) o las personas presentes en tal asamblea (en caso de asamblea ordinaria). En una asamblea en la cual esté presente un quórum según lo precedentemente descrito, cualquier resolución para modificar o reformar o para renunciar al cumplimiento con, cualquier disposición (con excepción de las disposiciones relacionadas con un cambio “esencial”) será efectivamente adoptada y decidida si cuenta con la aprobación de las personas con derecho a votar una mayoría del capital total de los Títulos de la Clase relevante presentes en la asamblea y debidamente representados, en su caso, para votar en la misma, salvo que se determine una mayoría especial en el correspondiente Suplemento de Prospecto. Cualesquiera modificaciones, reformas o renunciaciones bajo los Títulos será concluyente y obligatoria para los Tenedores de los Títulos de cada Clase afectados por ellas, hayan aprobado o no y hayan estado presentes o no en cualquier asamblea, y también lo será para todos los futuros Tenedores de Títulos de tal Clase afectados por ella, se anote o no la modificación, reforma o renuncia en cuestión en dichos Títulos.

Listado y Negociación

La Emisora solicitará el listado de las Obligaciones Negociables en el BYMA y su negociación en el MAE y, asimismo, las Obligaciones Negociables podrán ser listadas en otros mercados de valores locales o extranjeros autorizados por la CNV, o podrán no ser listadas, según se indique en cada Suplemento de Prospecto.

Acción Ejecutiva

Conforme a lo dispuesto por la Ley de Mercado de Capitales, cuando los Títulos no se encuentren representados en láminas, los tenedores de obligaciones negociables podrán solicitar en los términos del artículo 129 de la Ley de Mercado de Capitales la expedición de un comprobante de saldo en cuenta o comprobante de participación en el certificado global, según sea el caso, a efectos de legitimar al titular para efectuar cualquier reclamo judicial inclusive mediante acción ejecutiva conforme lo dispone el artículo 29, primer párrafo de la Ley de Obligaciones Negociables o ante cualquier jurisdicción arbitral, si correspondiere.

Prescripción

La acción causal de cobro del empréstito instrumentado bajo los Títulos prescribirá en el plazo de cinco años para el pago de capital de los Títulos (conforme artículo 2650 del Código Civil y Comercial), y dos años para el pago

de intereses (incluidos Montos Adicionales) de los Títulos (conforme artículo 2562 del Código Civil y Comercial), ambos plazos contados a partir de la fecha en la que el pago se tornó exigible.

Ley aplicable. Consentimiento a la jurisdicción

Los Títulos constituirán “Obligaciones Negociables” conforme a la Ley de Obligaciones Negociables, y tendrán derecho a los beneficios establecidos en ella. La calificación de los Títulos como Obligaciones Negociables, la autorización, formalización y otorgamiento de los Títulos por parte de la Emisora, y la aprobación de las mismas por la CNV para su oferta pública en Argentina, se encuentran regidas por la legislación argentina. Las demás cuestiones relacionadas a los Títulos podrán regirse por la legislación de otra jurisdicción conforme se establezca en cada Suplemento de Prospecto.

Todo juicio, acción o procedimiento iniciado contra la Emisora o sus bienes, activos o ingresos con respecto a algún Título (un “**Procedimiento Relacionado**”) podrá ser interpuesta en forma no exclusiva ante los Tribunales Nacionales Ordinarios con competencia en lo comercial con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el Tribunal de Arbitraje de la BCBA de conformidad con las disposiciones del artículo 46 de la Ley de Mercado de Capitales, o cualquier otro tribunal al cual la Emisora decida someterse con respecto a cada una de las Clases y/o Series conforme se establezca en cada Suplemento de Prospecto.

Plan de Distribución

La Emisora podrá colocar los Títulos (i) directamente a uno o más compradores o (ii) a través de agentes. Cada Suplemento de Prospecto contendrá los términos de la oferta y plan de distribución de los Títulos de cada Clase y/o Serie, pudiendo incluir el nombre de los compradores o agentes, el precio de emisión de los Títulos, el producido neto de dicha colocación, descuentos de emisión, comisiones, compensaciones y gastos relacionados, haciendo referencia a los procedimientos previstos por la Resolución N° 622 que se aplicarán para cada emisión en particular, a saber: proceso de formación de libro (*book building*), subasta o licitación pública, y/o cualquier otro mecanismo que pueda ser creado en el futuro en virtud de las Normas de la CNV.

La Emisora podrá celebrar convenios de suscripción, de colocación o cualquier otro acuerdo relacionado para la colocación inicial de los Títulos (los “**Contratos de Colocación**”), con entidades financieras u otros intermediarios autorizados conforme con las Normas de la CNV y las demás regulaciones vigentes, según se determine en cada Suplemento de Prospecto. Los colocadores asumirán la obligación de colocar los Títulos conforme la modalidad que se pacte en cada Contrato de Colocación. Asimismo, los Contratos de Colocación contendrán, entre otras, disposiciones sobre el precio, comisiones, la forma y condiciones bajo las cuales los colocadores eventualmente adquirirán los Títulos.

Los Contratos de Colocación establecerán disposiciones relativas a designación de colocadores adicionales ya sea en general para los Títulos como para una Clase específica de las mismas.

Los Títulos sólo podrán ser ofrecidos al público en la República Argentina por la Emisora, los colocadores o a través de personas o entidades que se hallen autorizadas conforme a las leyes y reglamentaciones de Argentina a ofrecer y vender Obligaciones Negociables directamente al público.

TIPOS DE CAMBIO Y CONTROLES CAMBIARIOS

Tipo de Cambio

Desde el 1° de abril de 1991 hasta fines de 2001, la Ley N° 23.928 (la “**Ley de Convertibilidad**”) estableció un régimen conforme al cual el Banco Central estaba obligado a vender dólares estadounidenses a un tipo de cambio fijo de un peso por dólar estadounidense. El 6 de enero de 2002, el Congreso de la Nación sancionó la Ley de Emergencia Pública, que puso fin al régimen de la Ley de Convertibilidad, abandonando formalmente más de diez años de paridad fija entre el peso y el dólar estadounidense y eliminando el requisito de que las reservas en oro y en moneda extranjera del Banco Central debían ser en todo momento equivalentes al 100% de la base monetaria.

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

Atento a los estrictos controles cambiarios que introdujo el gobierno a partir de fines de 2011, en especial, la adopción de medidas que limitaron el acceso de empresas privadas e individuos a divisas extranjeras (entre ellas, la necesidad de obtener una autorización de la AFIP para acceder al mercado de divisas), el tipo de cambio implícito, según se refleja en las cotizaciones de títulos argentinos negociados en mercados extranjeros, en comparación con sus respectivas cotizaciones en el mercado local, incrementó significativamente respecto al tipo de cambio oficial. A partir de diciembre de 2015, se fueron levantando paulatinamente la mayoría de las restricciones cambiarias que se encontraban vigentes y, finalmente, el 8 de agosto de 2016, el Banco Central emitió la Comunicación “A” 6037 a través de la cual modificó radicalmente las regulaciones cambiarias aplicables, eliminando la mayoría de las restricciones para acceder al MULC. Como consecuencia de la eliminación del límite en el monto para la compra de divisas sin afectación específica o necesidad de autorización previa, disminuyó considerablemente el importante diferencial que existía entre el tipo de cambio oficial y el tipo de cambio implícito derivado de transacciones con títulos valores.

Luego de varios años de moderadas variaciones en el tipo de cambio nominal, en 2012, el peso se depreció casi un 14,00% respecto del dólar estadounidense. A ello le siguió, en 2013 y 2014, una devaluación del peso frente al dólar estadounidense que superó el 30,00%, incluso una depreciación de aproximadamente el 23,00% en enero de 2014. El peso perdió el 52,00% de su valor frente al dólar, con una devaluación del 10,00% desde el 1° de enero de 2015 al 30 de septiembre de 2015, y una devaluación del 38,00% durante el último trimestre del año, concentrada principalmente luego del 16 de diciembre de 2015, cuando algunos de los controles cambiarios fueron levantados.

Finalmente, durante los últimos cuatro años, durante los cuales los controles cambiarios habían sido sustancialmente eliminados, el valor interanual del dólar estadounidense respecto del peso aumentó aproximadamente en un 21,88% durante el 2016, en un 18,48% durante el 2017, en un 101,38% durante el 2018 y en un 58,40% durante el 2019.

Controles de Cambios

Con fecha 1° de septiembre de 2019 fue publicado el Decreto de Necesidad y Urgencia N°609/2019 (según fuera enmendado por el Decreto N° 91/2019, el “**Decreto 609**”) en el Boletín Oficial que estableció que el contravalor de la exportación de bienes y servicios deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios en las condiciones y plazos que establezca el BCRA oportunamente, introduciendo controles de capitales para reducir la presión devaluatoria contra el peso. La vigencia de estas normas fue prorrogada indefinidamente por el gobierno del Alberto Fernández mediante el Decreto N° 91/2019 y Comunicación “A” 6854 y 6856 del BCRA.

En ese marco, el BCRA emitió la Comunicación “A” 6770 (según fuera modificada y/o complementada) por medio de la cual se dispusieron restricciones al acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera y metales preciosos amonedados y las transferencias al exterior, así como medidas que eviten prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través de títulos públicos u otros instrumentos, lo dispuesto en dichas medidas.

Asimismo, el Decreto 609 contempla que el BCRA establecerá los supuestos en los que el acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera y metales preciosos amonedados y las transferencias al exterior requerirán autorización previa, con base en pautas objetivas en función de las condiciones vigentes en el mercado cambiario y distinguiendo la situación de las personas humanas de la de las personas jurídicas. De igual modo se faculta al BCRA para establecer reglamentaciones que eviten prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través

de títulos públicos u otros instrumentos, lo dispuesto en esta medida.

El artículo 4° del Decreto 609 sustituye el artículo 2° del Decreto N° 596/2019 (el “**Decreto 596**”) que disponía que la postergación dispuesta en dicho decreto no alcanzaba a los títulos representativos de deuda pública nacional de corto plazo cuyos tenedores registrados al 31 de julio de 2019 en Caja de Valores S.A. sean personas humanas que los conserven bajo su titularidad a la fecha de pago; por un nuevo artículo que aclara el alcance de tenencia directa e indirecta de las personas humanas, disponiendo que dicha postergación no alcanzará a los títulos representativos de deuda pública nacional de corto plazo en los casos en que las tenencias: (a) consten al 31 de julio de 2019 en sistemas de registro a través de entidades locales cuyas registraciones sean verificables por las autoridades competentes de contralor de la República Argentina, y (b) correspondan, directa o indirectamente a personas humanas que las conserven bajo su titularidad a la fecha de pago y cuya trazabilidad pueda ser verificada por los citados organismos de contralor estatales.

Idéntico tratamiento tendrán los títulos suscriptos en la licitación del 13 de agosto de 2019 por personas humanas que los conserven bajo su titularidad a la respectiva fecha de pago. También estarán incluidos en el tratamiento que les dispensa este artículo, los títulos representativos de deuda alcanzados por este decreto, cuyo titular sea una persona humana que los haya entregado en garantía de operaciones de mercado y los recupere manteniendo su titularidad a la fecha de pago, siempre y cuando la trazabilidad de su titularidad esté asegurada a criterio de la CNV.

Mediante el Decreto 609 también se dispone que los tenedores de los títulos de la deuda pública referidos en el mencionado Decreto 596, cuya fecha de vencimiento original se encuentre vencida, podrán darlos en pago, computándolos a su valor técnico calculado a la fecha de su vencimiento original, para la cancelación de las siguientes obligaciones de la seguridad social, vencidas y exigibles al 31 de julio de 2019: (1) Aportes y contribuciones con destino al Sistema Previsional Integrado Argentino, establecido por la Ley N°24.241, sus modificaciones y complementarias; (2) Aportes y contribuciones con destino al Instituto Nacional de Servicios Sociales para Jubilados y Pensionados, establecido por la Ley N°19.032 y sus modificaciones; (3) Contribuciones con destino al Régimen Nacional de Asignaciones Familiares, establecido por la Ley N°24.714 y sus modificaciones; y (4) Contribuciones con destino al Fondo Nacional de Empleo, instituido por la Ley N°24.013. Las obligaciones indicadas precedentemente con más sus intereses resarcitorios, punitivos y multas, se calcularán hasta la fecha de cancelación mediante la dación en pago de los títulos indicados en el Decreto 596.

A continuación, se detallan los aspectos más relevantes de la normativa del BCRA conforme el texto ordenado dispuesto por la Comunicación “A” 6844 (conforme fuera modificado o complementado, el “**T.O. Comunicación 6844**”), complementarias y modificatorias, relativos al ingreso y egreso de fondos de la Argentina:

Disposiciones específicas para los ingresos por el mercado de cambios

Cobro de Exportaciones de bienes

De acuerdo al artículo 7.1 del T.O. Comunicación 6844 el contravalor en divisas de exportaciones oficializadas a partir del 2 de septiembre de 2019 hasta alcanzar el valor facturado según la condición de venta pactada deberá ingresarse al país y liquidarse en el mercado de cambios en un plazo de entre 15 y 180 días corridos a computar desde la fecha del cumplimiento de embarque otorgado por la Aduana dependiendo de la posición arancelaria del bien exportado.

De manera excepcional, aquellas operaciones que se concreten en el marco del régimen “Exporta Simple” deberán ingresar y liquidarse dentro de los 365 días a computar de la fecha del cumplimiento de embarque, independientemente del tipo de bien exportado.

Independientemente de los plazos máximos precedentes, los cobros de exportaciones deberán ser ingresados y liquidados en el mercado de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de cobro.

Se aclara que los exportadores que realizaron operaciones con partes vinculadas que correspondan a ciertos bienes podrán solicitar a la entidad encargada del seguimiento de la destinación que extienda el plazo hasta 180 días cuando: (i) el importador sea una sociedad controlada por el exportador argentino; (ii) el exportador no haya registrado exportaciones por un valor total superior al equivalente a U\$S50 millones en el año calendario inmediato anterior a la oficialización de la destinación. Cuando la entidad haya verificado que la destinación de exportación corresponde a una operación en la que se cumplen estas condiciones, podrá extender el plazo hasta aquel indicado. Cuando la entidad haya verificado que la destinación de exportación fue declarada erróneamente ante la Aduana como una operación con contraparte vinculada, se podrá extender el plazo hasta aquel que resulte aplicable.

Independientemente de los plazos máximos precedentes, los cobros de exportaciones deberán ser ingresados y liquidados en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de cobro.

Se consideran operaciones con vinculadas aquellas en las que participan un exportador y una contraparte que

mantienen entre ellos, los tipos de relaciones descriptos el punto 1.2.2. de las normas sobre “Grandes exposiciones al riesgo de crédito” del BCRA.

Los montos en moneda extranjera originados en cobros de siniestros por coberturas contratadas (en el marco de exportaciones), en la medida que los mismos cubran el valor de los bienes exportados, están alcanzados por esta obligación.

El exportador deberá seleccionar una entidad para que realice el “Seguimiento de las negociaciones de divisas por exportaciones de bienes”. La obligación de ingreso y liquidación de divisas de un permiso de embarque se considerará cumplida cuando la entidad haya certificado tal situación por los mecanismos establecidos a tal efecto.

Cancelación de anticipos y préstamos de prefinanciación de exportaciones – Aplicación de divisas de cobros de exportaciones.

Se admite la aplicación de cobros de exportaciones a la cancelación de anticipos y préstamos de prefinanciación de exportaciones a:

- (i) Prefinanciaciones y financiacines otorgadas o garantizadas por entidades financieras locales.
- (ii) Prefinanciaciones, anticipos y financiacines ingresadas y liquidadas en el mercado local de cambios y declaradas en el relevamiento de activos y pasivos externos.
- (iii) Préstamos financieros con contratos vigentes al 31 de agosto de 2019 cuyas condiciones prevean la atención de los servicios mediante la aplicación en el exterior del flujo de fondos de exportaciones.
- (iv) Financiacines de entidades financieras a importadores del exterior.

Aquellas aplicaciones de cobro de exportaciones que no se encuentren detalladas en los puntos (i), a (iv) precedentes, requerirán la conformidad previa del BCRA.

Obligación de ingreso y liquidación de operaciones de exportación de servicios.

De acuerdo al artículo 2.2 del T.O. Comunicación 6844 los cobros de exportaciones de servicios deberán ser ingresados y liquidados en el mercado local de cambios en un plazo no mayor a los cinco días hábiles a partir de la fecha de su percepción en el exterior o en el país, o de su acreditación en cuentas del exterior.

Enajenación de activos no financieros no producidos

El artículo 2.3 del T.O. Comunicación 6844 dispone que la percepción por parte de residentes de montos en moneda extranjera por la enajenación de activos no financieros no producidos a no residentes deberá ingresarse y liquidarse en el mercado local de cambios dentro de los 5 días hábiles de la fecha de percepción de los fondos en el país o en el exterior o de su acreditación en cuentas del exterior.

Liquidación de Endeudamiento con el Exterior - Obligación y requisitos para el acceso

El artículo 2.4 del T.O. Comunicación 6844 establece la obligación de ingreso y liquidación en el mercado local de cambios de nuevas deudas de carácter financiero con el exterior que se desembolsen a partir del 1° de septiembre de 2019 y la obligación de demostrar el cumplimiento de este requisito para el acceso al mercado de cambios para la atención de los servicios de capital e intereses de las mismas.

Se aclara que, en el caso de las entidades autorizadas a operar en cambios, lo previsto en la Comunicación “A” 6770 acerca de la obligación de ingreso y liquidación en el mercado local de cambios de nuevas deudas de carácter financiero con el exterior, se considerará cumplido con el ingreso de los fondos a la Posición General de Cambios.

Emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera

Por su parte, el artículo 2.5 del T.O. Comunicación 6844 dispone que las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país a partir del 29 de noviembre de 2019, que sean denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera, deberán ser liquidadas en el mercado de cambios como requisito para el posterior acceso al mismo con el objeto de atender dichos servicios de capital e intereses.

Excepciones a la obligación de liquidación

Se dispone en el artículo 2.6 del T.O. Comunicación 6844 que no resultará exigible la liquidación en el mercado de cambios de las divisas en moneda extranjera que reciban los residentes por exportaciones de bienes y servicios y por la enajenación de activos no financieros no producidos, ni como condición para su repago en los casos de endeudamientos con el exterior y de emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país, en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

a) Los fondos ingresen al país para su acreditación en cuentas en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales.

b) El ingreso se efectúe dentro del plazo para la liquidación de los fondos en el mercado de cambios que pueda ser aplicable a la operación.

c) Los fondos en moneda extranjera se apliquen de manera simultánea a operaciones por las cuales la normativa cambiaria vigente permite el acceso al mercado de cambios contra moneda local, teniendo en cuenta los límites establecidos para cada concepto involucrado.

Si el ingreso correspondiese a nueva deuda financiera con el exterior y el destino fuese la precancelación de deuda local en moneda extranjera con una entidad financiera, la nueva deuda con el exterior deberá tener una vida promedio mayor a la que se precancela con la entidad local.

d) La utilización de este mecanismo resulte neutro en materia fiscal.

Disposiciones específicas para los egresos por el mercado de cambios

Pagos de importaciones y otras compras de bienes al exterior

El Artículo 3.1 del T.O. Comunicación 6844 permite el acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes, estableciendo diferentes condiciones según se trate de pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero, o de pagos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente. A su vez, dispone el restablecimiento del sistema de seguimiento de pago de importaciones “SEPAIMPO” a los efectos de monitorear los pagos de importaciones, las financiaciones de importaciones y la demostración del ingreso de los bienes al país.

Asimismo, el importador local debe designar una entidad financiera local para actuar como banco de seguimiento, que será el responsable de verificar el cumplimiento de la normativa aplicable, incluyendo, entre otros, la liquidación de financiaciones de importación y el ingreso de los bienes importados.

Se establece el requisito de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para pagos de deudas vencidas o a la vista por importaciones de bienes con empresas vinculadas del exterior cuando supere el equivalente a US\$ 2 millones mensuales por cliente residente.

Se aclara que se consideran “deudas vencidas y a la vista de importaciones de bienes” a todas aquellas pendientes al 31 de agosto de 2019, tanto aquellas cuyo vencimiento hubiera operado con anterioridad a dicha fecha, como las que no tuvieran una fecha de vencimiento estipulada.

Pagos de servicios prestados por no residentes

Dispone en el artículo 3.2 del T.O. Comunicación 6844 que se permite el acceso al mercado de cambios para pagos por servicios prestados por no residentes (siempre que sean entidades no vinculadas, salvo por excepciones expresamente previstas entre las que se destaca el pago de primas de reaseguros en el exterior, cuyo beneficiario haya sido admitido por la Superintendencia de Seguros de la Nación), en la medida que se verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del “Relevamiento de activos y pasivos externos”.

Se requerirá de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para precancelar deudas por servicios.

Pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios

Se permite el acceso al mercado de cambios para pagos de intereses de deudas por importaciones de bienes y servicios, en la medida en que se verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del “Relevamiento de activos y pasivos externos”.

Asimismo, se requerirá de conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios para la precancelación de deuda por importaciones de bienes y servicios.

Pagos de utilidades y dividendos

El artículo 3.4 del T.O. Comunicación 6844 permite el acceso al mercado de cambios para el giro de divisas al exterior en concepto de pago de dividendos y utilidades a accionistas no residentes, en tanto se cumplan las siguientes condiciones:

a) Montos máximos:

-El monto total de transferencias que se cursen en el mercado de cambios a partir del 17 de enero de 2020 en virtud de este concepto no podrá superar el 30% del valor de los nuevos aportes de capital realizados en la

empresa residente que hubieran sido ingresados y liquidados a través del mercado de cambios a partir de dicha fecha.

-El monto total abonado a los accionistas no residentes no deberá superar el monto en Pesos que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas.

b) Plazo mínimo:

-El acceso al mercado de cambios deberá efectuarse en un plazo no menor a treinta (30) días corridos desde la fecha de liquidación del último aporte de capital que se compute a efectos de determinar el límite del 30% antes mencionado.

c) Requisitos documentales:

-Los dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.

-Al momento del acceso se deberá acreditar la capitalización definitiva del aporte o, en su defecto, constancia del inicio del trámite de inscripción del aporte ante el Registro Público de Comercio. En este último caso, se deberá acreditar la capitalización definitiva dentro de los 365 días corridos desde el inicio del trámite.

-De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos por las operaciones involucradas.

Pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros con el exterior

Al respecto, el artículo 3.5 del T.O. Comunicación 6844, permite el acceso al mercado de cambios para pagos de capital e intereses de endeudamientos financieros, fijando como requisitos:

-Que los fondos desembolsados a partir del 1 de septiembre del 2019 hayan sido ingresados y liquidados en el mercado de cambios. Dicho requisito no será de aplicación en tanto se trate de endeudamientos con el exterior que tengan origen a partir del 01.09.19, que no generen desembolsos por ser refinanciaciones de deudas financieras con el exterior que hubieran tenido acceso al mercado de cambios y en la medida que dichas refinanciaciones no anticipen el vencimiento de la deuda original. Que sea demostrado, en caso de corresponder, que la operación se encuentra declarada en la última presentación vencida del “Relevamiento de activos y pasivos externos”.

A su vez, será necesaria la conformidad del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de residentes a los efectos de realizar precancelaciones de servicios de capital e intereses de deuda por un período anterior que supere los 3 días hábiles de su vencimiento. Será de excepción dicha conformidad en tanto se cumplan las siguientes condiciones:

-Dicha precancelación sea realizada simultáneamente con los fondos liquidados de un nuevo endeudamiento financiero desembolsado a partir de la fecha.

-El nuevo endeudamiento tenga una vida promedio mayor al remanente de la deuda precancelada.

-El primer vencimiento de servicio de capital de la nueva deuda sea en una fecha posterior y por un monto no mayor, al próximo vencimiento de servicio de capital de la deuda precancelada.

Pagos de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera entre residentes

El artículo 3.6 del T.O. Comunicación 6844 fija la prohibición del acceso al mercado de cambios para el pago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, concertadas a partir del 1 de septiembre de 2019. Sin embargo, fija como excepciones:

-Las financiaciones en moneda extranjeras otorgadas por entidades financieras locales (inclusive los pagos por consumos en moneda extranjera mediante tarjetas de crédito).

-Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30 de agosto de 2019.

-Pago, a su vencimiento, de los servicios de capital e intereses bajo nuevas emisiones de títulos de deuda con registro público en el país, denominados y pagaderas en moneda extranjera en el país, en la medida que: (i) se encuentren denominadas y suscriptas en su moneda extranjera, (ii) los respectivos servicios de capital e intereses sean pagaderos en el país en moneda extranjera y (iii) la totalidad de los fondos obtenidos con la emisión sean liquidados a través del mercado de cambios.

Pagos de endeudamientos en moneda extranjera de residentes por parte de fideicomisos constituidos en el país para garantizar la atención de los servicios

En el artículo 3.7 del T.O. Comunicación 6844 se aclara que las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios

para realizar pagos de principal o intereses a los fideicomisos constituidos en el país por un residente, para garantizar la atención de los servicios de capital e intereses de su obligación, en la medida que verifique que el deudor hubiese tenido acceso para realizar el pago a su nombre por cumplimentar las disposiciones normativas aplicables. Asimismo, sujeto a ciertas condiciones un fiduciario podrá acceder al mercado de cambios para garantizar ciertos pagos de capital e intereses de deuda financiera con el exterior y anticipar el acceso al mismo.

Compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes para la formación de activos externos, remisión de ayuda familiar y por operaciones con derivados.

El artículo 3.8 del T.O. Comunicación 6844 establece la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de personas humanas residentes para la constitución de ciertos activos externos, ayuda familiar y para la operatoria de derivados (con excepción la referida en el artículo 4.4.2. del T.O. Comunicación 6844) cuando supere el equivalente de US\$200 mensuales en el conjunto de las entidades autorizadas a operar en cambios y en el conjunto de los conceptos señalados precedentemente.

Asimismo, se establece que operación deberá cursarse con débito a cuentas del cliente en entidades financieras locales, admitiéndose el uso de efectivo en moneda local en operaciones hasta el equivalente de US\$100 en el mes calendario y en el conjunto de entidades autorizadas a operar en cambios.

En los casos que se trate de conceptos incluidos en activos externos del cliente, la entidad autorizada vendedora deberá entregar los billetes o cheques de viajero en moneda extranjera o acreditar los fondos en una cuenta en moneda extranjera de titularidad del cliente en entidades financieras locales o en una cuenta bancaria de titularidad del cliente en el exterior, según corresponda.

Las entidades autorizadas a operar en cambios no podrán dar acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera en el marco de las operaciones contempladas en el mencionado punto a quienes se encuentren incluidos en el listado elaborado por el BCRA en el que se informa periódicamente las personas humanas que ya han alcanzado en ese mes calendario los límites previstos o que los hayan excedido en el mes calendario anterior.

Se establece como requisito para el acceso al mercado de cambios para la compra de moneda extranjera por parte de personas humanas residentes dentro de los límites mensuales establecidos en los párrafos precedentes, la presentación de una declaración jurada por parte del cliente respecto a que los fondos comprados no serán destinados a la compra en el mercado secundario de títulos valores dentro de los cinco días hábiles a partir de la fecha de liquidación de dicha operación de cambio.

Por otro lado, el artículo 1° de la Resolución General N° 808 de fecha 12 de septiembre de 2019, a efectos de cursar toda operación de compra de valores negociables en dólares (especie D) por un monto de hasta US\$200 por parte de personas humanas, los agentes de liquidación y compensación deberán contar previamente con una declaración jurada del titular que manifieste que los fondos en dólares no provienen de una operación de MLC realizada en los últimos 5 días hábiles. Asimismo, las operaciones de compra de valores negociables en dólares (especie D) sólo podrán ser cursadas para ser liquidadas en el plazo de contado de 48 horas. Los valores negociables acreditados por dicha compra no podrán ser transferidos para cubrir la liquidación de una operación de venta en pesos hasta haber transcurrido.

Sin perjuicio de lo anterior, el artículo 3.9 del T.O. Comunicación 6844 que está permitido el acceso al mercado de cambios de las personas humanas para la compra de moneda extranjera a ser aplicados simultáneamente a la compra de inmuebles en el país destinados a vivienda única, familiar y de ocupación permanente, en la medida que se cumplan ciertos requisitos.

Compra de moneda extranjera por parte de no residentes

El artículo 3.8 del T.O. Comunicación 6844 dispone que se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al mercado de cambios por parte de no residentes para la compra de moneda extranjera.

Se exceptúan del límite del párrafo precedente las operaciones de: (a) Organismos internacionales e instituciones que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito a la exportación, (b) Representaciones diplomáticas y consulares y personal diplomático acreditado en el país por transferencias que efectúen en ejercicio de sus funciones, (c) Representaciones en el país de Tribunales, Autoridades u Oficinas, Misiones Especiales, Comisiones u Órganos Bilaterales establecidos por Tratados o Convenios Internacionales, en los cuales la República Argentina es parte, en la medida que las transferencias se realicen en ejercicio de sus funciones, y (d) las transferencias al exterior a nombre de personas humanas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones abonadas por la Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES), por hasta el monto abonado por dicho organismo en el mes calendario y en la medida que la transferencia se efectúe a una cuenta bancaria de titularidad del beneficiario en su país de residencia registrado.

Asimismo, mediante la Comunicación “A” 6883, el BCRA estableció que a partir del 1° de marzo de 2020, también

estará exceptuada la compra de billetes en moneda extranjera de personas humanas no residentes en concepto de turismo y viajes por hasta un monto máximo equivalente a US\$ 100 (Dólares Estadounidenses cien) en el conjunto de las entidades, en la medida que la entidad haya verificado en el sistema online implementado por el BCRA que el cliente ha liquidado un monto mayor o igual al que desea adquirir dentro de los 90 días corridos anteriores.

Esta operatoria quedará habilitada a partir de que la venta de moneda extranjera liquidada por el cliente haya sido registrada ante el BCRA por la entidad interviniente de acuerdo a las pautas habituales.

La Comunicación “A” 6776 aclaró que las restricciones para el acceso al mercado de cambios por parte de no residentes establecidas por la Comunicación “A” 6770 solamente aplican para la compra de moneda extranjera.

Compra de moneda extranjera por parte de otros residentes –excluidas las entidades- para la formación de activos externos y por operaciones con derivados

Al respecto, el artículo 3.10 del T.O. Comunicación 6844 establece la conformidad previa del BCRA para el acceso al MLC por parte de personas jurídicas, gobiernos locales, Fondos Comunes de Inversión, Fideicomisos y otras universalidades constituidas en el país, para la constitución de activos externos y para la constitución de todo tipo de garantías vinculadas a la concertación de operaciones de derivados.

Derivados Financieros

Al respecto, el artículo 4.4 del T.O. Comunicación 6844 ordena que todas las liquidaciones de las operaciones de futuros en mercados regulados, “forwards”, opciones y cualquiera otro tipo de derivados celebrados en el país realizados por entidades deberán – a partir del 11 de septiembre de 2019- efectuarse en moneda local.

Asimismo, permite el acceso al MLC para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, en caso de corresponder, en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la tasa de interés cuyo riesgo se está cubriendo con su celebración.

Se establece que el cliente que acceda al MLC usando este mecanismo deberá nominar a una entidad autorizada a operar en cambios para que realice el seguimiento de la operación y firmar una declaración jurada en la que se compromete a ingresar y liquidar los fondos que resulten a favor del cliente local como resultado de dicha operación, o como resultado de la liberación de los fondos de las garantías constituidas, dentro de los cinco días hábiles siguientes.

Operaciones con títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencia a entidades del exterior – Presentación de declaración jurada

La Comunicación “A” 6993 dispone, entre otros puntos, que las personas que accedan a “Créditos a Tasa Cero” acordados en el marco del artículo 9º del decreto N°332/2020, según fuera modificado y complementado de tiempo en tiempo (los “**Créditos a Tasa Cero**”), no podrán, hasta su total cancelación, vender títulos valores con liquidación en moneda extranjera ni transferirlos a otras entidades depositarias. Es decir, se incluye una limitación para realizar operaciones de Contado con Liquidación y de Contado con Liquidación Inverso.

La Comunicación “A” 7001 del BCRA estableció que en las operaciones de clientes que correspondan a egresos por el mercado de cambios, las entidades deberán requerir la presentación de una declaración jurada del cliente en la que conste que:

- a) en el día en que solicita el acceso al mercado y en los 30 días corridos anteriores no ha efectuado ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior; y
- b) se compromete a no realizar ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera o transferencias de los mismos a entidades depositarias del exterior a partir del momento en que requiere el acceso y por los 30 días corridos subsiguientes.

Otras disposiciones específicas

Canjes y arbitrajes con clientes

El artículo 4.2 del T.O. Comunicación 6844 permite a las entidades llevar a cabo con sus clientes operaciones de canje y arbitraje en determinados casos. Ellos son (i) ingresos de divisas del exterior que no correspondan a operaciones sujetas a la obligación de liquidación en el MLC, (ii) transferencias de divisas al exterior de personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior, (iii) transferencias de divisas al exterior por parte de centrales locales de depósito colectivo de valores por los fondos

percibidos en moneda extranjera por servicios de capital y renta de títulos del Tesoro Nacional, (iv) operaciones de arbitraje no originadas en transferencias del exterior en tanto que los fondos se debiten de una cuenta en moneda extranjera del cliente en una entidad local y (v) las demás operaciones de canje y arbitraje con clientes podrán efectuarse sin conformidad previa del BCRA siempre que, de realizarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan llevarse a cabo sin dicha conformidad según la normativa vigente.

Operaciones con títulos valores

Dispone el artículo 4.5 del T.O. Comunicación 6844 que los títulos valores adquiridos por personas humanas mediante liquidación en moneda extranjera deberán permanecer en la cartera del comprador por un período no menor a cinco días hábiles a contar desde la fecha de liquidación de la operación, antes de ser vendidos en otra especie o transferidos a otras entidades depositarias. Se aclara que este plazo mínimo de tenencia no será de aplicación cuando la venta de los títulos valores sea contra la misma jurisdicción de liquidación que la compra.

Asimismo, se estableció que las personas humanas que transfieran divisas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior deben presentar una declaración jurada de que no han efectuado venta de títulos valores con liquidación local en moneda extranjera en los últimos cinco días hábiles.

La transferencia de divisas de las personas humanas desde sus cuentas locales en moneda extranjera a cuentas bancarias propias en el exterior se puede efectuar sin restricciones, pero estableció que para transferir divisas al exterior para la formación de activos externos, el acceso de las personas humanas residentes al mercado de cambio, debe tener como destino cuentas bancarias de su titularidad en el exterior.

Cancelación de líneas de crédito comerciales del exterior por parte de entidades financieras.

El artículo 4.6 del T.O. Comunicación 6844 establece que las entidades financieras tendrán acceso al mercado de cambios para la cancelación al vencimiento de líneas de crédito comerciales otorgadas por entidades financieras del exterior y aplicadas a la financiación de operaciones de exportación o importación de residentes, a la vez que también podrán acceder para precancelar dichas líneas de crédito en la medida que la financiación otorgada por la entidad local haya sido precancelada por el deudor. La entidad financiera deberá contar con la validación de la declaración del “Relevamiento de activos y pasivos externos”, en la medida que sea aplicable.

Contado con liquidación

Las entidades autorizadas a operar en cambios no podrán comprar con liquidación en moneda extranjera títulos valores en el mercado secundario ni utilizar tenencias de su posición general de cambios para pagos a proveedores locales.

Régimen Penal Cambiario

Todas las operaciones que no se ajusten a lo dispuesto en la normativa cambiaria, se encuentran alcanzadas por el Régimen Penal Cambiario.

La siguiente tabla establece el tipo de cambio anual alto, bajo, promedio y de cierre de período correspondiente a los períodos indicados, expresado en pesos según el dólar estadounidense y ajustado por inflación.

	Alto ⁽¹⁾	Bajo ⁽¹⁾	Promedio ⁽²⁾	Cierre del Período
Ejercicio cerrado el 31 de diciembre,				
2012.....	4,9173	4,3048	4,5515	4,9173
2013.....	6,5180	4,9228	5,4798	6,5180
2014.....	8,5555	6,5430	8,1188	8,5520
2015.....	13,7633	8,5537	9,2689	13,0050
2016.....	16,0392	13,0692	14,7794	15,8502
2017.....	18,8300	15,1742	16,5567	18,7742
2018.....	40,8967	18,4158	28,0937	38,5700
2019.....	60,0000	37,0400	48,2553	59,9000
Mes Finalizado				
Enero.....	60,3300	59,8200	60,0114	60,3300
Febrero.....	62,2100	60,4300	61,3478	62,2100

	Alto⁽¹⁾	Bajo⁽¹⁾	Promedio⁽²⁾	Cierre del Período
Marzo	64,4700	62,2500	63,1237	64,4700
Abril	66,8400	64,5300	65,7645	66,8400

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

Notas:

(1) Los tipos de cambio son los diarios altos y bajos reales correspondientes a cada período.

(2) El tipo de cambio promedio anual se calcula como el promedio de los tipos de cambio el último día de cada mes durante el período. El tipo de cambio mensual promedio se calcula en forma diaria respecto de cada mes.

PREVENCIÓN DE LAVADO DE ACTIVOS Y FINANCIAMIENTO DEL TERRORISMO

El término “lavado de activos” se utiliza para referirse a transacciones que tienen la intención de introducir fondos provenientes de la comisión de un delito en el sistema financiero legal y así darles una apariencia legítima.

El 13 de abril del año 2000, el Congreso de la Nación aprobó la Ley N° 25.246, modificada posteriormente por las Leyes N° 26.087, 26.119, 26.268, 26.683 y 26.734 (conjuntamente, la “Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo”), que creó a nivel nacional el régimen de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo (“PLA/FT”), tipificando el delito de lavado de activos, creando y designando a la Unidad de Información Financiera (la “UIF”) como autoridad de aplicación del régimen, y estableciendo la obligación legal para diversas entidades del sector público y privado a brindar información y cooperar con esta última.

La UIF es un organismo descentralizado que funciona con autonomía y autarquía financiera en jurisdicción del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas, y tiene como misión prevenir e impedir el delito de lavado de activos y el financiamiento del terrorismo.

A continuación, se enumeran ciertas disposiciones relativas al régimen de PLA/FT establecido por la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo y sus disposiciones modificatorias y complementarias, incluyendo las normas dictadas por la UIF y la Comisión Nacional de Valores (la “CNV”). Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores jurídicos y leer la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo y sus normas complementarias.

Delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo

a) Lavado de activos

El Código Penal (el “CP”) tipifica en su art. 303 el delito de lavado de activos, estableciendo que éste se configura cuando una persona convierte, transfiere, administra, vende, grava, disimula o de cualquier otro modo pone en circulación en el mercado, bienes provenientes de un acto ilícito, con la consecuencia posible de que el origen de los bienes originarios o los subrogantes adquieran la apariencia de un origen lícito, sea en un sólo acto o por la reiteración de hechos diversos vinculados entre sí. El art. 303 del CP establece las siguientes penas:

- (i) Si el monto de la operación supera los \$300.000, pena de prisión de tres (3) a diez (10) años y multas de dos a diez veces el monto de la operación. Dicha pena se incrementará en un tercio del máximo y en la mitad del mínimo, cuando:
 - (a) la persona realizare el hecho con habitualidad o como miembro de una asociación o banda formada para la comisión continuada de hechos de esta naturaleza;
 - (b) la persona sea un funcionario público que hubiera cometido el hecho en ejercicio u ocasión de sus funciones. En este caso, sufrirá además pena de inhabilitación especial de tres a diez años. La misma pena sufrirá el que hubiere actuado en ejercicio de una profesión u oficio que requiriera habilitación especial.
- (ii) quien recibiere dinero u otros bienes provenientes de un ilícito penal con el fin de hacerlos aplicar en una operación de las descriptas precedentemente, que les dé la apariencia posible de un origen lícito, será reprimido con la pena de prisión de seis (6) meses a tres (3) años;
- (iv) si el valor de los bienes no excediese la suma de \$300.000, la pena será de prisión por el plazo de seis meses a tres años.

b) Sanciones para personas jurídicas

Asimismo, el CP prevé en su art. 304 que cuando los hechos delictivos hubieren sido realizados en nombre, o con la intervención, o en beneficio de una persona de existencia ideal, se impondrán a la entidad las siguientes sanciones conjunta o alternativamente:

- (i) multa de dos (2) a diez (10) veces el valor de los bienes objeto del delito;
- (ii) suspensión total o parcial de actividades, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;
- (iii) suspensión para participar en concursos o licitaciones estatales de obras o servicios públicos o en cualquier otra actividad vinculada con el Estado, que en ningún caso podrá exceder de diez (10) años;
- (iv) cancelación de la personería cuando hubiese sido creada al solo efecto de la comisión del delito, o esos actos constituyan la principal actividad de la entidad;
- (v) pérdida o suspensión de los beneficios estatales que tuviere;
- (vi) publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica.

Para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, la extensión del daño causado, el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica. Cuando fuere indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular, no serán aplicables las sanciones suspensión de actividades ni de cancelación de la personería.

c) Financiamiento del terrorismo

Asimismo, el artículo 306 del CP tipifica el delito de financiamiento del terrorismo. Comete este delito cualquier persona que directa o indirectamente recolectare o proveere bienes o dinero, con la intención de que se utilicen, o a sabiendas de que serán utilizados, en todo o en parte:

- (i) Para financiar la comisión de un delito con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP (actos cometidos con la finalidad de aterrorizar a la población u obligar a las autoridades públicas nacionales o gobiernos extranjeros o agentes de una organización internacional a realizar un acto o abstenerse de hacerlo);
- (ii) Por una organización que cometa o intente cometer delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP;
- (iii) Por un individuo que cometa, intente cometer o participe de cualquier modo en la comisión de delitos con la finalidad establecida en el artículo 41 quinquies del CP.

La pena prevista es prisión de cinco (5) a quince (15) años y multa de dos a diez veces el monto de la operación. Asimismo, serán de aplicación las mismas sanciones para personas de existencia ideal descriptas para el delito de lavado de activos.

Sujetos Obligados a informar y colaborar con la UIF

La Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo, en línea con los estándares internacionales de PLA/FT, no se limita a designar a la UIF como el organismo a cargo de prevenir el lavado de activos y el financiamiento del terrorismo, sino que también establece determinadas obligaciones a diversas entidades del sector público y privado, que son designados como Sujetos Obligados legalmente a informar a y colaborar con la UIF.

De acuerdo con la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo y las normas que la complementan, las siguientes personas, entre otras, son Sujetos Obligados ante la UIF: (i) bancos, entidades financieras y compañías de seguros; (ii) agencias de cambio y personas físicas y jurídicas autorizadas por el Banco Central a intervenir en la compra-venta de moneda extranjera con fondos en efectivo o cheques emitidos en moneda extranjera o a través del uso de tarjetas de débito o crédito o en la transferencia de fondos dentro o fuera del territorio nacional; (iii) Agentes de Liquidación y Compensación, Agentes de Negociación, Agentes de Liquidación y Compensación; las personas humanas y/o jurídicas registradas ante la CNV que actúen en la colocación de Fondos Comunes de Inversión o de otros productos de inversión colectiva autorizados por dicho Organismo; Plataformas de Financiamiento Colectivo, Agentes Asesores Globales de Inversión y las personas jurídicas que actúen como fiduciarios financieros cuyos valores fiduciarios cuenten con autorización de oferta pública de la CNV, y los agentes registrados por el mencionado organismo de contralor que intervengan en la colocación de valores negociables emitidos en el marco de los fideicomisos financieros antes mencionados; (iv) organizaciones gubernamentales tales como el Banco Central, la AFIP, la Superintendencia de Seguros de la Nación, la CNV y la IGJ; y (v) profesionales del área de ciencias económicas y escribanos públicos.

La norma establece que no se considerará como Sujeto Obligado a aquellos Agentes registrados ante la CNV bajo la subcategoría de Agentes de Liquidación y Compensación –Participante Directo–, siempre que su actuación se limite exclusivamente a registrar operaciones en contratos de futuros y contratos de opciones sobre futuros, negociados en mercados bajo supervisión de esa comisión, por cuenta propia y con fondos propios; y no ofrezcan servicios de intermediación, ni la apertura de cuentas operativas a terceros para cursar órdenes y operar los instrumentos señalados; ello en atención a lo dispuesto por la Resolución General CNV N° 731/2018 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

Los Sujetos Obligados tienen los siguientes deberes:

- (i) recabar de sus clientes documentos que prueben fehacientemente su identidad, personería jurídica, domicilio y demás datos que en cada caso se estipulen (lo cual deberá traducirse en una política de “conozca a su cliente” o “KYC”, por sus siglas en inglés);
- (ii) Realizar un procedimiento de Debida Diligencia de sus clientes y reportar cualquier operación o hecho sospechoso (que, de acuerdo con las prácticas habituales del área involucrada, así como la experiencia y

competencia de los Sujetos Obligados, sean operaciones tentadas o consumadas que previamente se identificaron como operaciones inusuales por el Sujeto Obligado, así como cualquier operación sin justificación económica o jurídica o de complejidad inusitada o injustificada, sean realizadas en forma aislada o reiterada, independientemente de su monto);

y (iii) abstenerse de revelar al cliente o a terceros las actuaciones que se estén realizando en cumplimiento de la Ley de Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo. Dentro del marco del análisis de un reporte de operación sospechosa, las personas físicas y jurídicas antes mencionadas no pueden abstenerse de divulgar a la UIF ninguna información que se les requiera alegando que dicha información se encuentra sujeta a secreto bancario, cambiario o profesional o acuerdos de confidencialidad de naturaleza legal o contractual similares.

De acuerdo con el Anexo I de la Resolución N° 154/2018 de la UIF (que establece el mecanismo de supervisión e inspección de la UIF), tanto el Banco Central de la República Argentina (el “BCRA”)² como la CNV³ son considerados “Órganos de Contralor Específicos”. En tal carácter, deben colaborar con la UIF en la evaluación del cumplimiento de los procedimientos de PLA/ FT por parte de los Sujetos Obligados sujetos a su control. A estos fines, están facultados a supervisar, monitorear e inspeccionar dichas entidades. La denegatoria, entorpecimiento u obstrucción de las inspecciones por parte de los Sujetos Obligados podrá dar lugar sanciones administrativas por parte de la UIF y a sanciones penales.

El BCRA y la CNV deben cumplir asimismo con las normas sobre PLA/ FT establecidas por la UIF, incluyendo el reporte de operaciones sospechosas. A su vez, los Sujetos Obligados regulados por estos organismos se encuentran sujetos a las Resoluciones UIF N° 30/17 y 21/2018, respectivamente. Dichas normas establecen los lineamientos que dichas entidades deberán adoptar y aplicar para gestionar, de acuerdo con sus políticas, procedimientos y controles, el riesgo de ser utilizadas por terceros con objetivos criminales de lavado de activos y financiación del terrorismo.

Fundamentalmente, las mencionadas normas (cuyos Textos Ordenados fueron aprobados posteriormente por la Resolución UIF N° 156/18⁴, a la cual recomendamos remitirse para consultar el estado actualizado de las normativas citadas) cambian el enfoque de cumplimiento normativo formalista por un Enfoque Basado en Riesgos (“EBR”), en base a las recomendaciones revisadas por el Grupo de Acción Financiera Internacional (el “GAFI”) en el año 2012, con el fin de asegurar que las medidas implementadas sean proporcionales a los riesgos identificados. Por tanto, los Sujetos Obligados deberán identificar y evaluar sus riesgos y en función de ello, adoptar medidas de administración y mitigación de los mismos, a fin de prevenir de manera más eficaz el lavado de activos y la financiación del terrorismo. Asimismo, se receptan las disposiciones de la Resolución UIF N° 4/17, estableciendo la posibilidad de llevar a cabo procedimientos de *due diligence* especiales respecto de clientes supervisados en el extranjero (antes denominados “inversores internacionales”) y clientes locales que sean Sujetos Obligados ante la UIF.

Normas de la CNV

Las Normas de la CNV establecen, entre otras disposiciones, que los Sujetos Obligados bajo su control únicamente llevarán a cabo las operaciones contempladas según el régimen de oferta pública cuando dichas operaciones sean llevadas a cabo u ordenadas por personas constituidas, domiciliadas o residentes en países, dominios, jurisdicciones, territorios o estados asociados considerados que no sean considerados No Cooperantes o de Alto Riesgo por el GAFI.

Asimismo, establecen las modalidades de pago y procedimientos de control para la recepción y entrega de fondos de y hacia clientes.

Régimen de Sinceramiento Fiscal

Por otra parte, en el marco del sistema voluntario de declaración bajo la amnistía impositiva argentina, la Ley 27.260 y su decreto reglamentario N° 895/16 (conjuntamente el “Régimen de Sinceramiento Fiscal”) establecieron que la información exteriorizada voluntariamente podrá ser utilizada para la investigación y sanción de los delitos de lavado de activos y financiamiento del terrorismo. Para ello, la UIF tiene la facultad de comunicar información a otras agencias de inteligencia públicas o investigaciones, en base a una resolución previa del presidente de la

² Las normas específicas que regulan el deber de colaboración de este organismo están contenidas en la Resolución UIF N° 97/2018.

³ Las normas específicas que regulan el deber de colaboración de este organismo están contenidas en la Resolución UIF N° 155/2018.

⁴ Disponible aquí: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=307435>

UIF y siempre que concurren indicios graves, precisos y concordantes de la comisión de los delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo. Del mismo modo, la AFIP permanece obligada a reportar a la UIF las operaciones sospechosas que detectare en el marco del Régimen de Sinceramiento Fiscal y a aportarle toda la información que esta requiriera, no pudiendo oponer el secreto fiscal.

Para conocer un análisis ampliado del régimen de lavado de activos y financiamiento del terrorismo vigente a la fecha de este Prospecto, los inversores deben consultar con sus asesores jurídicos y leer el Título XIII del Libro 2 del Código Penal de la Nación y las normas dictadas por la UIF, la CNV y el BCRA en su totalidad. A tales fines, las partes interesadas pueden visitar los sitios web del Ministerio de Hacienda (www.minhacienda.gob.ar), de la sección de información legislativa (www.infoleg.gob.ar), de la UIF (www.argentina.gob.ar/uif), de la CNV (www.cnv.gov.ar) y/o del BCRA, (www.bcra.gov.ar). La información contenida en dichos sitios no forma parte de este Prospecto.

TRATAMIENTO IMPOSITIVO

El siguiente es un resumen general de ciertas consecuencias impositivas de Argentina relacionadas con una inversión en las Obligaciones Negociables. La descripción se incluye para fines de información general únicamente y se basa en las leyes y reglamentaciones impositivas argentinas vigentes a la fecha de este Prospecto. Cabe destacar que el 29 de diciembre de 2017 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N°27.430 (la “**Ley de Reforma Tributaria**”), que introdujo diversas modificaciones al régimen tributario anterior. El 12 de abril de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución General (AFIP) N°4227/2018 que reglamenta la Ley de Reforma Tributaria con respecto al Impuesto a las Ganancias aplicable a las ganancias obtenidas por Beneficiarios del Exterior (según se definen a continuación) provenientes de operaciones financieras, entre otras cuestiones. El 27 de diciembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N°1170/2018, reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias. Asimismo, el 06 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín el Decreto N°824/2019 mediante el cual se aprueba un nuevo texto ordenado de la Ley de Impuesto a las Ganancias. El 09 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial el Decreto N° 862/2019 el cual dispuso un nuevo texto ordenado del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias junto con ciertas modificaciones. Cabe señalar que el 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N°27.541 (la “**Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva**”), que también introdujo diversas modificaciones al régimen tributario argentino, tales como el tratamiento de las ganancias obtenidas por personas humanas y sucesiones indivisas residentes del país derivadas de operaciones financieras, entre otras cuestiones. El 28 de diciembre de 2019, el 30 de enero de 2020 y el 1° de abril de 2020 se publicaron en el Boletín Oficial el Decreto N°99/2019, el Decreto N°116/2020 y el Decreto N°330/2020 respectivamente, mediante los cuales el Poder Ejecutivo nacional reglamenta algunos aspectos de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva. Además, la citada ley ha sido reglamentada a través del dictado de la Resolución General (AFIP) N°4659/2020 (B.O. 07/01/2020), la Resolución General (AFIP) N°4664/2020 (B.O. 15/01/2020), la Resolución General (AFIP) N°4667/2020 (B.O. 31/01/2020), la Resolución General (AFIP) N° 4673/2020 (B.O.07.02.2020), la Resolución General (AFIP) N°4690/2020 (B.O. 01.04.2020), la Resolución General (AFIP) N°4691/2020 (B.O. 02/04/2020) entre otras. Este resumen incluye las modificaciones introducidas en virtud de las citadas normas; no obstante, esta descripción no incluye todas las consecuencias impositivas posibles relacionadas con una inversión en las Obligaciones Negociables.

Si bien consideramos que esta descripción es una interpretación razonable de las leyes y reglamentaciones argentinas vigentes a la fecha de este Prospecto, no podemos asegurar que los tribunales o las autoridades fiscales responsables de la administración de dichas leyes estarán de acuerdo con esta interpretación o que no ocurrirán modificaciones en dichas leyes, las que inclusive podrían tener efectos retroactivos. Al respecto destacamos que, sin perjuicio de que se han dictado las citadas normas, se espera que a la brevedad se emitan más reglamentaciones y aclaraciones, toda vez que a la fecha no resulta posible determinar cómo las recientes modificaciones incorporadas serán reguladas y aplicadas por las autoridades fiscales de la Argentina. Se aconseja a los compradores potenciales de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos sobre las consecuencias derivadas de una inversión en las Obligaciones Negociables conforme a las leyes impositivas de su país de residencia (incluyendo Argentina).

Impuesto a las Ganancias

a) Personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

- Ejercicios fiscales 2018 y 2019.

En virtud de las modificaciones introducidas por la Ley de Reforma Tributaria, para los ejercicios fiscales o años fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019, inclusive, la ganancia neta de fuente argentina derivada de resultados en concepto de los intereses de las obligaciones negociables y los resultados provenientes de operaciones de compraventa, cambio, permuta, conversión u otra forma de disposición de obligaciones negociables obtenidos por personas humanas residentes en Argentina y sucesiones indivisas radicadas en Argentina se encuentran gravados por el Impuesto a las Ganancias. Así, las ganancias obtenidas en concepto de intereses o rendimientos y/o las ganancias de capital por la venta de obligaciones negociables realizadas por esos sujetos quedan alcanzadas a una alícuota del 5% (en caso de valores en moneda nacional sin cláusula de ajuste) o del 15% (en caso de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera). Conforme el artículo 100 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, cuando personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina obtengan rendimientos producto de la colocación de capital en Obligaciones Negociables y ganancias de capital producto de su enajenación, podrán efectuar una deducción especial por un monto equivalente al mínimo no imponible definido en el inciso a) del artículo 30 de la Ley de Impuesto a las Ganancias por período fiscal y que se proporcionará de acuerdo a la renta atribuida a cada uno de esos conceptos. El cómputo del monto indicado no podrá dar lugar a quebranto y tampoco podrá

considerarse en períodos fiscales posteriores, de existir, el remanente no utilizado. Adicionalmente, sólo podrán computarse contra las ganancias mencionadas, los costos de adquisición y gastos directa o indirectamente relacionados con ellas, no pudiendo deducirse los conceptos previstos en los artículos 29, 30 y 85 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y todos aquellos que no correspondan a una determinada categoría de ganancias.

La Resolución General (AFIP) N°4190-E/2018 establece que, para las personas humanas residentes y las sucesiones indivisas radicadas en la Argentina, no será de aplicación el régimen de retención establecido por la Resolución General (AFIP) N° 830/2000 en relación a los intereses obtenidos como consecuencia de la tenencia de las Obligaciones Negociables.

La ganancia bruta por la enajenación de las obligaciones negociables realizada por personas humanas residentes en Argentina y/o por sucesiones indivisas radicadas en Argentina se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición. De tratarse de valores en moneda nacional con cláusula de ajuste o en moneda extranjera, las actualizaciones y diferencias de cambio no son consideradas como integrantes de la ganancia bruta.

Para la determinación de la ganancia bruta en el caso de obligaciones negociables cuyas ganancias por enajenación hubieran estado exentas o no gravadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley de Reforma Tributaria, el costo a computar es el último precio de adquisición o el último valor de cotización de los valores al 31 de diciembre de 2017, el que fuera mayor.

Si la enajenación de las Obligaciones Negociables arroja un quebranto, este no resultará computable en la medida que el contribuyente adquiera dentro de las 72 horas previas o posteriores un valor de naturaleza sustancialmente similar, debiendo adicionarse el referido quebranto al costo de adquisición de este último.

El Decreto N°1170/2018 ofrece la opción de afectar los intereses del período fiscal 2018 al costo computable del título que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado.

Por su parte, la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en su artículo 47 dispone la posibilidad de optar por afectar los intereses o rendimientos del período fiscal 2019 al costo computable del título u obligación que los generó, en cuyo caso el mencionado costo deberá disminuirse en el importe del interés o rendimiento afectado.

Tratándose de personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en Argentina, la Ley de Reforma Tributaria creó reglas específicas que: (i) regulan los procedimientos de imputación de las ganancias provenientes de valores que devenguen intereses o rendimientos, tales como las Obligaciones Negociables, y (ii) limitan la posibilidad de compensar los quebrantos o ganancias derivadas de dichas inversiones previstas en el Capítulo II, Título IV de la Ley de Impuesto a las Ganancias con ganancias o pérdidas generadas en otras operaciones. En el caso de personas humanas residentes y sucesiones indivisas radicadas en Argentina, los quebrantos específicos pueden compensarse exclusivamente con ganancias futuras derivadas de la misma fuente y clase (entendiéndose por “clase” al conjunto de ganancias comprendidas en cada uno de los artículos del Capítulo II, Título IV de la Ley de Impuesto a las Ganancias. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

La Resolución General N°4394/2019 de la AFIP implementa un régimen de información para la renta financiera mediante el cual deberá presentarse una declaración jurada por medio de la cual las entidades financieras comprendidas en la Ley de Entidades Financieras, Ley N° 21.526 (la “**Ley de Entidades Financieras**”), agentes de liquidación y compensación registrados ante la CNV y aquellas sociedades depositarias de fondos comunes de inversión deben informar a sus clientes (personas humanas residentes en la Argentina y sucesiones indivisas radicadas en la Argentina) y al propio fisco nacional cuáles fueron los intereses o rendimientos percibidos por las distintas inversiones que realizaron durante el período fiscal 2018. Complementariamente, la Resolución General N°4395/2019 de la AFIP contiene un cuadro indicativo de la documentación que resulta necesaria para que los contribuyentes puedan determinar la ganancia neta sujeta al aludido impuesto. Para facilitar el cumplimiento del impuesto cedular que recae sobre la renta financiera, la AFIP pondrá a disposición, a través del servicio “Nuestra Parte” al que se accede con Clave Fiscal, la información con que cuente respecto de los plazos fijos constituidos y las operaciones realizadas con títulos públicos, obligaciones negociables, cuota partes de fondos comunes de inversión, títulos de deuda de fideicomisos financieros y contratos similares, bonos y demás valores, en cada año fiscal.

De acuerdo a la Resolución General (AFIP) N°4298/2018, publicada el 29 de agosto del 2018 en el Boletín Oficial, los agentes de liquidación y compensación registrados en la CNV y las sociedades depositarias de fondos comunes de inversión, deberán cumplir con un régimen de información respecto de las compras y ventas de títulos valores públicos o privados negociados en el país, efectuadas a partir del 1° de enero de 2019.

- *Ejercicio fiscal 2020 y siguientes*

Señalamos que el artículo 32 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva deroga, a partir del período fiscal 2020, los artículos 95 y 96 de la Ley de Impuesto a las Ganancias que establecían para los ejercicios fiscales o años fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2018 un impuesto cedular a la renta financiera aplicable al rendimiento producto de la colocación de capital en valores (e.g. intereses derivados de obligaciones negociables).

Asimismo, a través del artículo 33 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva se reestablece, entre otras cuestiones, la vigencia de las exenciones derogadas por los incisos b), c) y d) del artículo 81 de la Ley de Reforma Tributaria, sin que resulte de aplicación lo dispuesto en el artículo 109 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, que dispone que las exenciones totales o parciales establecidas o que se establezcan en el futuro por leyes especiales respecto de títulos, letras, bonos, obligaciones y demás valores emitidos por el Estado Nacional, provincial, municipal o la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, no tendrán efecto en el impuesto a las ganancias para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país. En virtud de ello, los intereses derivados de la enajenación de obligaciones negociables que cumplan con las condiciones del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables se encontrarán exentos para las personas humanas y sucesiones indivisas residentes en Argentina.

Además, el artículo 34 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, con aplicación a partir del período fiscal 2020, dispone que cuando se trate de valores alcanzados por las disposiciones del artículo 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, no comprendidos en el primer párrafo del artículo 26 inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias, las personas humanas y sucesiones indivisas residentes del país quedan exentas por los resultados derivados de su compraventa, cambio, permuta o disposición, en la medida que coticen en bolsas o mercados de valores autorizados por la Comisión Nacional de Valores, sin que resulte de aplicación el citado artículo 109 de la Ley de Impuesto a las Ganancias. Se reitera que, como consecuencia del reciente dictado de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, aún quedan pendientes ciertas aclaraciones y definiciones (por ejemplo, la vigencia y el alcance de las exenciones reestablecidas por la citada ley) que se espera sean emitidas a la brevedad.

b) Entidades Argentinas

En lo que refiere a los intereses y ganancias de capital que obtengan las sociedades de capital (en general: las sociedades anónimas —incluidas las sociedades anónimas unipersonales—, las sociedades en comandita por acciones, en la parte que corresponda a los socios comanditarios, y las sociedades por acciones simplificadas del Título III de la Ley N°27.349, constituidas en el país; las sociedades de responsabilidad limitada, las sociedades en comandita simple y la parte correspondiente a los socios comanditados de las sociedades en comandita por acciones, en todos los casos cuando se trate de sociedades constituidas en el país; las asociaciones, fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutualistas, constituidas en el país, en cuanto no corresponda por la ley de Impuesto a las Ganancias otro tratamiento impositivo, las sociedades de economía mixta, por la parte de las utilidades no exentas del impuesto; las entidades y organismos a que se refiere el artículo 1 de la Ley N°22.016, no comprendidos en los apartados precedentes, en cuanto no corresponda otro tratamiento impositivo en virtud de lo establecido por el artículo 6 de dicha ley; los fideicomisos constituidos en el país conforme a las disposiciones del Código Civil y Comercial de la Nación, excepto aquellos en los que el fiduciante posea la calidad de beneficiario (la excepción no será de aplicación en los casos de fideicomisos financieros o cuando el fiduciante-beneficiario sea un sujeto comprendido en el Título V de la Ley de Impuesto a las Ganancias); los fondos comunes de inversión constituidos en el país, no comprendidos en el primer párrafo del artículo 1 de la Ley N°24.083 y sus modificaciones; las sociedades incluidas en el inciso b) del artículo 53 de la Ley de Impuesto a las Ganancias y los fideicomisos comprendidos en el inciso c) del mismo artículo que opten por tributar conforme a las disposiciones aplicables a las sociedades de capital cumpliendo los requisitos exigidos para el ejercicio de esa opción), las derivadas de establecimientos permanentes definidos en el artículo 22 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, toda otra clase de sociedades o empresas unipersonales constituidas en el país, los comisionistas, rematadores, consignatarios y demás auxiliares de comercio no incluidos expresamente en la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias) (las “**Entidades Argentinas**”) tenedoras de Obligaciones Negociables, dichos intereses y/o resultados por compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables también estarán alcanzados por el Impuesto a las Ganancias. La Ley de Reforma Tributaria, que fuera promulgada y publicada en el Boletín Oficial el día viernes 29 de diciembre de 2017, introdujo significativas modificaciones a la legislación impositiva hasta entonces vigente en Argentina. Entre tales cambios introdujo una reducción de la alícuota corporativa aplicable a las sociedades capital (i.e., alícuota del 30% para ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2019 y del 25% para ejercicios fiscales que se inicien a partir del primero de enero de 2020 y siguientes) y se prevé una retención adicional al momento en que dichas sociedades distribuyan dividendos o utilidades. Sin embargo, destacamos que en virtud del artículo 48 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, se suspende la reducción de la alícuota corporativa dispuesta en la Ley de Reforma Tributaria hasta los períodos fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021, inclusive, estableciéndose que durante dicho

período de suspensión resultará aplicable la alícuota del 30 % y del 7% para la distribución de dividendos o utilidades asimilables que efectúen las Entidades Argentinas.

La Ley de Reforma Tributaria establece normas específicas para la imputación de la ganancia proveniente de valores negociables que devenguen intereses y rendimientos. Asimismo, la Ley de Reforma Tributaria establece la existencia de quebrantos específicos por determinado tipo de inversiones y operaciones dependiendo del sujeto que las realice. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

La ganancia bruta por la enajenación de las Obligaciones Negociables realizada por las Entidades Argentinas se determina deduciendo del precio de transferencia el costo de adquisición.

c) Beneficiarios del Exterior

La Ley de Reforma Tributaria establece que tanto los intereses de Obligaciones Negociables como las ganancias de capital obtenidas de la compraventa, cambio, permuta o disposición de Obligaciones Negociables que obtienen los sujetos comprendidos en el Título V de la Ley de Impuesto a las Ganancias, que se refiere a personas físicas, sucesiones indivisas o personas de existencia ideal residentes en el extranjero que obtengan una renta de fuente argentina (los “**Beneficiarios del Exterior**”) se encuentran exentos del Impuesto a las Ganancias en virtud de lo dispuesto por el inciso u) del artículo 26 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, en la medida que (i) se trate de obligaciones negociables a que se refiere el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables; (ii) que los Beneficiarios del Exterior no residan en jurisdicciones no cooperantes ni los fondos invertidos provengan de jurisdicciones no cooperantes (ver definición *infra*).

En relación a esta exención se establece que la CNV está facultada a reglamentar y fiscalizar, en el ámbito de su competencia, las condiciones establecidas en el artículo 26 inciso u) de la Ley de Impuesto a las Ganancias de conformidad con la Ley de Mercado de Capitales.

De conformidad con el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, la exención aplicará en la medida que se cumplan los siguientes requisitos y condiciones (los “**Requisitos y Condiciones de Exención**”):

- (i) se trate de emisiones de obligaciones negociables que sean colocadas por oferta pública, contando para ello con la respectiva autorización de la CNV;
- (ii) los fondos a obtener mediante la colocación de las Obligaciones Negociables deberán ser utilizados por el emisor para: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en Argentina, (ii) la adquisición de fondos de comercio situados en el país, (iii) la integración de capital de trabajo en Argentina, (iv) la refinanciación de pasivos, (v) la integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas al emisor, y/o (vi) la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, siempre que los fondos derivados de la misma se apliquen a los destinos antes especificados.
- (iii) el emisor deberá acreditar ante la CNV, en el tiempo y forma que determinen las reglamentaciones aplicables, que los fondos obtenidos de la oferta de las Obligaciones Negociables fueron utilizados para cualquiera de los fines descriptos en el apartado (ii) anterior.

En caso que la Emisora fuera una entidad financiera en el marco de la Ley de Entidades Financieras, los fondos podrán ser destinados al otorgamiento de préstamos a los que los prestatarios deberán darle el destino a que se refiere el punto (ii). En este supuesto, será la entidad financiera la que deberá acreditar el destino final de los fondos en la forma que determine la CNV.

Si la emisión no cumple con los Requisitos y Condiciones de Exención, el artículo 38 de la Ley de Obligaciones Negociables establece que decaerán los beneficios resultantes del tratamiento impositivo previsto en esa ley y, por ende, la emisora será responsable del pago de los impuestos que hubiera correspondido a los tenedores. En tal caso, el emisor debería tributar, en concepto de Impuesto a las Ganancias, la tasa máxima prevista en el artículo 94 de la Ley de Impuesto a las Ganancias sobre el total de la renta devengada a favor de los inversores. La AFIP reglamentó mediante la Resolución General N°1516/2003, modificada por la Resolución General N°1578/2003, el mecanismo de ingreso del Impuesto a las Ganancias por parte de la emisora en el supuesto en que se entienda incumplido alguno de los Requisitos y Condiciones de Exención.

Para los Beneficiarios del Exterior no rigen las disposiciones contenidas en el artículo 28 de la Ley de Impuesto a las Ganancias ni en el artículo 106 de la Ley N°11.683 que subordinan la aplicación de exenciones o desgravaciones totales o parciales del Impuesto a las Ganancias a que ello no resulte en una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros. Por tal razón, la aplicación de la exención expuesta previamente no dejará de obrar en aquellos supuestos en los que por la misma pueda resultar una transferencia de ingresos a fiscos extranjeros.

En el caso de Beneficiarios del Exterior que residan en jurisdicciones no cooperantes o los fondos provengan de jurisdicciones no cooperantes, el artículo 240 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias, dispone que corresponderá aplicar la alícuota del 35 % prevista en el artículo 102 de la Ley de Impuesto a las Ganancias a la ganancia derivada de los rendimientos o intereses provenientes de las Obligaciones Negociables (por lo tanto, no exenta bajo el artículo 26 u) previamente mencionado). La referida alícuota resultará de aplicación sobre el 100% de los intereses percibidos por el Beneficiario del Exterior residente en jurisdicciones no cooperantes o cuyos fondos provengan de jurisdicciones no cooperantes, excepto que: (i) el Beneficiario del Exterior fuera una entidad financiera supervisada por su respectivo banco central o autoridad equivalente y (ii) esté radicada en jurisdicciones no calificadas como de baja o nula tributación que hayan suscripto con la República Argentina convenios de intercambio de información y, por aplicación de sus normas internas, no pueda alegarse secreto bancario, bursátil o de otro tipo, ante el pedido de información del respectivo fisco. En dicho caso, la referida alícuota del 35% resultaría de aplicación sobre el 43% del monto bruto de intereses pagados. Similar tratamiento correspondería si el emisor fuera una entidad financiera argentina regida por la Ley de Entidades Financieras.

Cuando se trate de una enajenación de Obligaciones Negociables realizada por Beneficiarios del Exterior y que no califique como exenta por estar el Beneficiario del Exterior radicado en una jurisdicción no cooperante o los fondos invertidos provengan de una jurisdicción no cooperante, corresponderá aplicar la alícuota del 35% prevista en el artículo 102 de la Ley de Impuesto a las Ganancias sobre la base presunta prevista en el inciso i) del artículo 104 de la citada ley.

La Resolución General (AFIP) N° 4227/2018 establece los distintos mecanismos de retención y/o ingreso del tributo, tanto para el caso de intereses y rendimientos como para el caso de operaciones de enajenación, de acuerdo al caso concreto de que se trate.

Según el artículo 252 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias, en los supuestos contemplados en el último párrafo del artículo 98 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, el enajenante Beneficiario del Exterior deberá ingresar el impuesto directamente a través del mecanismo que a esos efectos establezca la AFIP, o podrá hacerlo: (i) a través de un sujeto residente en el país con mandato suficiente o (ii) por su representante legal domiciliado en el país.

Se reitera que, como consecuencia del reciente dictado de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva se reestablece, entre otras cuestiones, la vigencia de las exenciones derogadas por los incisos b), c) y d) del artículo 81 de la Ley de Reforma Tributaria (entre ellas, las exenciones previstas en la Ley de Obligaciones Negociables), quedando aún pendientes ciertas aclaraciones y definiciones sobre su alcance, las que se espera sean emitidas a la brevedad.

Impuesto sobre los Bienes Personales (“IBP”)

- Hasta el ejercicio fiscal 2018

Con aplicación hasta el período fiscal 2018, las personas físicas domiciliadas en Argentina y las sucesiones indivisas allí radicadas, por los bienes ubicados en Argentina y en el exterior, se encuentran obligadas al pago de un impuesto anual sobre los bienes personales (el “IBP”) situados en el país y en el exterior (tales como las Obligaciones Negociables) respecto de los cuales fueran titulares al 31 de diciembre de cada año. De igual modo, con aplicación hasta el período fiscal 2018, las personas humanas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en el exterior sólo tributan el IBP por sus bienes situados en Argentina. Se considera que las obligaciones negociables están situadas en el país cuando el domicilio del emisor esté ubicado en Argentina.

- Ejercicio fiscal 2019 y siguientes

Con efectos para los períodos fiscales 2019 y siguientes, los sujetos pasivos del IBP se registrarán por el criterio de residencia en los términos y condiciones establecidos en el artículo 116 y siguientes de la Ley de Impuesto a las Ganancias, quedando sin efecto el criterio de “domicilio”. Asimismo, el Decreto N° 99/2019 aclara que toda referencia que efectúen las normas legales, reglamentarias y complementarias sobre el nexo de vinculación “domicilio” con relación al IBP, debe entenderse referida a “residencia”.

De conformidad con el artículo 28 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, con efectos a partir del período fiscal 2019, las alícuotas aplicables al gravamen a ingresar por las personas físicas residentes en Argentina y las sucesiones indivisas allí radicadas, por un valor que exceda el mínimo no imponible (bienes no

incluidos en el artículo agregado a continuación del artículo 25 de la Ley de IBP cuyo valor en conjunto sea igual o inferior a Ps.2.000.000,00 o inmuebles destinados a casa-habitación cuyo valor sea igual o inferior a Ps.18.000.000,00) se registrarán de acuerdo a la siguiente tabla:

Valor total de los bienes que exceda el mínimo no imponible		Pagarán Ps.	Más el %	Sobre el excedente de Ps.
Más de Ps.	A Ps.			
0	3.000.000, inclusive	0	0,50 %	0
3.000.001	6.500.000, inclusive	15.000	0,75 %	3.000.000
6.500.001	18.000.000, inclusive	41.250	1,00 %	6.500.000
18.000.001	En adelante	156.250	1,25 %	18.000.000

Además, se delega en el Poder Ejecutivo Nacional hasta el 31 de diciembre de 2020, la facultad de fijar alícuotas diferenciales superiores hasta en un 100% sobre la tasa máxima expuesta en el cuadro precedente, para gravar los bienes situados en el exterior, y de disminuirla, para el caso de activos financieros situados en el exterior, en caso de verificarse la repatriación del producido de su realización. En tal sentido, mediante el dictado del Decreto N° 99/2019, se dispone que, en relación a los activos situados en el exterior, las personas físicas y las sucesiones indivisas residentes en la Argentina, deberán calcular el IBP a ingresar, conforme la siguiente tabla con alícuotas incrementadas:

Valor total de los bienes del país y del exterior		El valor total de los bienes situados en el exterior que exceda el mínimo no imponible no computado contra los bienes del país pagarán el %
Más de \$	a \$	
0	3.000.000, inclusive	0,70
3.000.001	6.500.000, inclusive	1,20
6.500.001	18.000.000, inclusive	1,80
18.000.001	En adelante	2,25

Cabe señalar que las alícuotas incrementadas no aplicarán en la medida que se cumplan determinados requisitos vinculados con la repatriación de ciertos activos correspondientes a un porcentaje del valor total de los bienes situados en el exterior.

- Personas humanas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en el exterior

Las personas humanas domiciliadas en el exterior y las sucesiones indivisas radicadas en el exterior, por los bienes situados en el país, estarán sujetas a las alícuotas de: (i) para el año 2017, 0,50%; (ii) para el año 2018, 0,25%, en ambos casos sobre el valor de los bienes sujetos al impuesto; estableciéndose, sin embargo, que no corresponderá el ingreso del impuesto cuando su importe sea igual o inferior a Ps.255,75. Respecto del período fiscal 2019 y siguientes para las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior por los bienes situados en el país, corresponderá aplicar la alícuota del 0,50% (conforme el artículo 31 de la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva).

El impuesto se aplica (i) en el caso de obligaciones negociables con cotización, sobre el valor de mercado de las obligaciones negociables; y (ii) en el caso de obligaciones negociables sin cotización, sobre los costos de adquisición incrementado, de corresponder, en el importe de los intereses, actualizaciones y diferencias de cambio que se hubieren devengado. En ambos casos, el valor se establece al 31 de diciembre de cada año calendario.

Si bien las Obligaciones Negociables en poder de personas físicas domiciliadas o sucesiones indivisas radicadas fuera de Argentina técnicamente estarían sujetas al IBP, el procedimiento para el cobro de este impuesto no ha sido establecido en la Ley de IBP (artículos aplicables de la Ley N°23.966 y sus modificatorias), reglamentada por el Decreto N°127/96 (y sus modificaciones). El sistema de “obligado sustituto” (conforme se define a continuación) establecido en el párrafo primero del artículo 26 de la Ley de IBP (una persona humana, ideal o sucesión indivisa domiciliada o residente en el país que tenga el condominio, posesión, uso, goce, disposición,

depósito, la tenencia, custodia, administración o guarda de bienes) no se aplica a las Obligaciones Negociables (párrafo tercero del artículo 26 de la Ley de IBP).

La Ley de IBP establece como presunción legal irrefutable que las obligaciones negociables emitidas por emisores privados argentinos, de titularidad directa de entidades extranjeras que (a) se encuentren domiciliadas o con residencia, según el período fiscal que corresponda, en una jurisdicción que no exige que las acciones o títulos privados sean detentados en forma nominativa y (b) que (i) de conformidad con sus estatutos o su naturaleza jurídica, estén únicamente autorizadas a realizar actividades de inversión fuera de la jurisdicción de su lugar de constitución y/o (ii) no les esté permitido realizar ciertas actividades autorizadas en sus propios estatutos o por la ley aplicable en su jurisdicción de constitución, se considerarán que son de titularidad de personas físicas o sucesiones indivisas domiciliadas o radicadas o residentes en el país, según el período fiscal correspondiente, encontrándose, en consecuencia, sujetas al pago del IBP. En esos casos, la ley impone la obligación de abonar el IBP a una alícuota incrementada en un 100% para el emisor privado argentino (el “**Obligado Sustituto**”). De conformidad con la Ley de IBP, el Obligado Sustituto está autorizado a obtener el reintegro del importe abonado en la forma antes descripta, incluso reteniendo o ejecutando directamente los bienes que dieron origen a dicho pago.

La presunción legal precedente no se aplica a las siguientes entidades extranjeras que sean titulares directas de títulos valores (tal como lo son las Obligaciones Negociables): (a) compañías de seguros; (b) fondos abiertos de inversión; (c) fondos de pensión; y (d) entidades bancarias o financieras cuyas casas matrices estén constituidas o radicadas en países cuyos bancos centrales u organismos equivalentes hayan adoptado los estándares internacionales de supervisión bancaria establecidos por el Comité de Basilea.

El Decreto N° 812/1996 del 22 de julio de 1996 y sus modificatorias -decreto reglamentario de la ley del impuesto- establece que la presunción legal antes analizada no se aplicará a los títulos de deuda privados, tal como es el caso de las Obligaciones Negociables, cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas ubicadas en Argentina o en el extranjero. A fin de garantizar que esta presunción legal no se aplique a las Obligaciones Negociables y que la emisora no sea responsable por el IBP como Obligado Sustituto, según lo establece la Resolución General (AFIP) N°2151/2006 de la Administración Federal de Ingresos Públicos, la emisora debe conservar una copia certificada de la resolución de la CNV que autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables y constancia de que dicha autorización se encontraba vigente al 31 de diciembre del año en que corresponda la liquidación del impuesto. Si la AFIP considera que la emisora no cuenta con la documentación que acredite la autorización de la CNV o la aprobación de negociación por parte de las bolsas de valores locales o extranjeras, la emisora será responsable del pago del IBP.

Impuesto al Valor Agregado

De conformidad con el artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, los pagos de intereses sobre obligaciones negociables están exentos del Impuesto al Valor Agregado en la medida que las Obligaciones Negociables se emitan en cumplimiento de los Requisitos y Condiciones de Exención antes descriptos en la sección correspondiente a Beneficiarios del Exterior. Esta exención también se extenderá a las operaciones financieras y prestaciones relativas a la emisión, suscripción, colocación, transferencia, amortización, intereses y cancelaciones de las obligaciones negociables y sus garantías.

De conformidad con la Ley del Impuesto al Valor Agregado, la transferencia de los títulos se encuentra exenta de dicho impuesto aun si no se cumplen los Requisitos y Condiciones de Exención previstos en la sección correspondiente a Beneficiarios del Exterior.

Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta

En virtud de lo dispuesto por la Ley N°27.260, el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta se deroga para los ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2019.

Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias

En virtud de la Ley N°25.413, con su modificatoria, se creó un Impuesto sobre los Créditos y Débitos en Cuentas Bancarias (el “**ICD**”) aplicable sobre: (i) los créditos y débitos efectuados en cuentas abiertas en entidades financieras que se rigen por la Ley de Entidades Financieras cualquiera fuera su naturaleza; (ii) las operatorias que efectúen las entidades financieras referidas en el punto anterior en las que los ordenantes o beneficiarios no utilicen las cuentas allí indicadas, cualquiera sea su denominación, los mecanismos empleados para llevarlos a cabo (incluso a través del movimiento de efectivo) y/o su instrumentación jurídica; y (iii) ciertos movimientos o entregas de fondos, propios o de terceros, realizados por cualquier persona, por cuenta propia o por cuenta y/o a nombre de otra, cualquiera sea el método utilizado para llevarla a cabo.

Respecto del punto (i), señalamos que la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva para los hechos imponible que se perfeccionen a partir del 24 de diciembre de 2019 establece que cuando se lleven a cabo

extracciones en efectivo, bajo cualquier forma, los débitos efectuados en las cuentas allí mencionadas, estarán sujetos al doble de la tasa vigente para cada caso, sobre el monto de los mismos. Lo mencionado anteriormente, no resultará de aplicación a las cuentas cuyos titulares sean personas humanas o personas jurídicas que revistan y acrediten la condición de Micro y Pequeñas Empresas.

Si se acreditan montos a pagar respecto de las Obligaciones Negociables (en concepto de capital, intereses u otras sumas) a obligacionistas que no gozan de un tratamiento especial, en cuentas abiertas en entidades financieras locales, el crédito correspondiente estará sujeto al impuesto a una alícuota general del 0,6%, a menos que aplique alguna exención.

En algunos casos se podrá emplear una alícuota incrementada del 1,2 % y una reducida del 0,075%.

De conformidad con el Decreto N°409/2018 (publicado en el Boletín Oficial el 7 de mayo de 2008) en el caso de titulares de cuentas bancarias sujetos a la alícuota general del 0,6%, el 33% del impuesto determinado y percibido por el agente de retención sobre los montos acreditados y debitados en dichas cuentas podrá computarse como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias y/o el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta y/o la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. En el caso de titulares de cuentas bancarias sujetas a la alícuota del 1,2%, podrán tomar el 33% del impuesto abonado como pago a cuenta en el Impuesto a las Ganancias y/o el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta y/o la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del Impuesto a las Ganancias.

En el caso de aplicarse una alícuota menor a las indicadas en el párrafo precedente, el cómputo de crédito como impuesto o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas será del 20 %.

En el caso de micro, pequeñas y medianas empresas registradas como tales de acuerdo a lo dispuesto en la legislación argentina, el porcentaje de pago a cuenta en el Impuesto a las Ganancias puede ser mayor, según sea el caso.

Existen exenciones en este impuesto vinculadas con el sujeto y con el destino de las cuentas. Se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación “A” 3250 del Banco Central) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país. (Para más información ver artículo 10, inciso (s) del anexo del Decreto N°380/2001 y su adenda por el Decreto N°1.364/04).

Además, el artículo 10 inciso (a) del Anexo del Decreto N° 380/2001 establece que estarán exentos del impuesto, entre otras operaciones, los débitos y créditos correspondientes a cuentas utilizadas en forma exclusiva para las operaciones inherentes a la actividad específica y los giros y transferencias de los que sean ordenantes con igual finalidad, por los mercados autorizados por la CNV y sus respectivos agentes, las bolsas de comercio que no tengan organizados mercados de valores, cajas de valores y entidades de liquidación y compensación de operaciones autorizadas por la CNV.

Para la procedencia de ciertas exenciones y/o reducciones de alícuota de este impuesto puede ser necesario el cumplimiento del registro de las cuentas bancarias ante la autoridad fiscal (AFIP-DGI) de acuerdo a lo establecido en la Resolución General AFIP N°3900/2016.

La Ley N° 27.432 (promulgada y publicada en el Boletín Oficial el día 29 de Diciembre de 2017), acordó la prórroga de este impuesto hasta el 31 de diciembre del 2022, inclusive.

Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria (PAIS)

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva estableció, con carácter de emergencia y por el término de cinco períodos fiscales a partir de la entrada en vigencia de dicha ley, un impuesto nacional aplicable sobre determinadas operaciones de compra de billetes y divisas en moneda extranjera y demás operaciones de cambio de divisas y adquisición de servicios realizadas por sujetos residentes en el país (personas humanas o jurídicas, sucesiones indivisas y demás responsables). La alícuota aplicable es, en general, del 30%. Los inversores deberán considerar las disposiciones que les resulten aplicables según su caso concreto.

Impuesto sobre los Ingresos Brutos

El Impuesto sobre los Ingresos Brutos es un impuesto local que grava el ejercicio habitual y a título oneroso de una actividad económica en una jurisdicción provincial o en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que puedan estar sujetos a la presunción de habitualidad en cualquier jurisdicción en la cual obtengan sus ingresos por intereses originados en la tenencia de Obligaciones Negociables, o por su venta o transferencia, podrían resultar gravados con este impuesto a tasas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina salvo que proceda la aplicación de alguna exención. Ciertas jurisdicciones como la Provincia de Santa Fe, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la

Provincia de Buenos Aires eximen los ingresos resultantes de cualquier operación relacionada con las obligaciones negociables, los intereses, actualizaciones devengadas y el valor de venta en caso de transferencia sobre las obligaciones negociables emitidas bajo la Ley de Obligaciones Negociables mientras resulte de aplicación la exención en el Impuesto a las Ganancias. Dicha exención no resulta aplicable a las actividades desarrolladas por agentes de bolsa y todo tipo de intermediarios en relación con tales operaciones. Conforme las previsiones del Consenso Fiscal suscripto por el Poder Ejecutivo Nacional, los representantes de las Provincias y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires el 16 de noviembre de 2017 - aprobado por el Congreso Nacional el 21 de diciembre de 2017 – (el “**Consenso Fiscal**” y/o el “**Consenso**”), las jurisdicciones locales asumieron diversos compromisos en relación a ciertos impuestos que se encuentran bajo su órbita.

En lo que refiere al impacto del Consenso en el Impuesto sobre los Ingresos Brutos, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer exenciones y aplicar alícuotas máximas para ciertas actividades y períodos. El Consenso Fiscal producirá efectos sólo respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha. Sin embargo, destacamos que el 17 de diciembre de 2019 las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires firmaron un acuerdo de suspensión de determinadas disposiciones del Consenso Fiscal, el cual también producirá efectos una vez aprobado por cada una de las legislaturas de las jurisdicciones firmantes. Considerando la autonomía en materia tributaria de la cual gozan las distintas jurisdicciones provinciales incluyendo a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los potenciales adquirentes deberán considerar la posible incidencia del Impuesto sobre los Ingresos Brutos considerando las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en función de su caso concreto.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Distintos fiscos provinciales (por ejemplo, Santa Fe, Buenos Aires, Corrientes, Córdoba, Tucumán, Provincia de Buenos Aires, Salta, etcétera) han establecido regímenes de percepción del Impuesto sobre los Ingresos Brutos que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en las cuentas abiertas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas.

Estos regímenes se aplican, en general, a aquellos contribuyentes que se encuentran en el padrón que provee mensualmente la Dirección de Rentas de cada jurisdicción.

Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos con un rango entre 0,01% y 5%.

Las percepciones sufridas constituyen un pago a cuenta del Impuesto sobre los Ingresos Brutos para aquellos sujetos que son pasibles de las mismas.

Los potenciales adquirentes deberán considerar la posible incidencia del Impuesto sobre los Ingresos Brutos considerando las disposiciones de la legislación aplicable que pudiera resultar relevante en función de su caso concreto. En relación a estos regímenes, al suscribir el Consenso Fiscal las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer un mecanismo de devolución automática al contribuyente del saldo a favor generado por retenciones y percepciones, acumulado durante un plazo razonable, que en ningún caso podrá exceder los 6 (seis) meses desde la presentación de la solicitud efectuada por el contribuyente, siempre que se encuentren cumplidas las condiciones y el procedimiento establecido por las jurisdicciones locales para esa devolución.

Los inversores deberán corroborar la existencia de tales mecanismos dependiendo de la jurisdicción involucrada.

Impuesto de Sellos

El Impuesto de Sellos es un tributo local, por lo que debería hacerse un análisis específico por cada jurisdicción en particular. Dicho impuesto grava en general, los actos y contratos de carácter oneroso formalizados en instrumentos públicos y/o privados, que se otorguen en la jurisdicción de cada provincia y en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los contratos instrumentados en una de dichas jurisdicciones o en el exterior, pero que produzcan efectos en otra jurisdicción argentina.

Con respecto a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, en lo que respecta a las obligaciones negociables, el artículo 491, inciso 54 del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires establece que los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables emitidas conforme al régimen de las Leyes N°23.576 y 23.962 y sus modificatorias están exentos. Esta exención comprende a los aumentos de capital que se realice para la emisión de acciones a entregar por conversión de las obligaciones negociables emitidas en virtud de las leyes mencionadas en el párrafo anterior, como así también, la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen a la emisión, sean anteriores, simultáneas o posteriores a la misma.

Asimismo, el artículo 491 inciso 50 del Código Fiscal de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires establece que están exentos los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza vinculados y/o necesarios para posibilitar el incremento de capital social, emisión de títulos valores representativos de deuda de sus emisoras y cualesquiera otros títulos valores destinados a la oferta pública en los términos de la Ley N°26.831, por parte de sociedades o fideicomisos financieros debidamente autorizados por la CNV a hacer oferta pública de dichos títulos valores. Esta exención ampara los instrumentos, actos, contratos, operaciones y garantías vinculadas con los incrementos de capital social y/o las emisiones mencionadas precedentemente, sean aquellos anteriores, simultáneos, posteriores o renovaciones de estos últimos hechos. Asimismo, esta exención no se aplica si en un plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de los mismos no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de ser concedida la autorización solicitada.

En la Provincia de Buenos Aires, el artículo 297, inciso 45 del Código Fiscal de la citada provincia dispone una exención para los instrumentos, actos y operaciones de cualquier naturaleza vinculados con la emisión de títulos representativos de deuda de sus emisores y cualquier otro título valor destinado a la oferta pública en los términos de la Ley N° 17.811 por parte de sociedades autorizadas por la CNV a hacer oferta pública. Esta exención se aplica asimismo a la constitución de cualquier garantía, real o personal, a favor de los inversores o terceros garantes de la emisión, ya sea anteriores, simultáneas o posteriores a dicha emisión. Sin embargo, esta exención queda sin efecto, si en un plazo de 90 días corridos no se solicita la autorización para la oferta pública de dichos títulos valores ante la CNV y/o si la colocación de las Obligaciones Negociables no se realiza en un plazo de 180 días corridos a partir de ser concedida la autorización solicitada.

Además, en la Provincia de Buenos Aires, el artículo 297, inciso 46 del Código Fiscal de la Provincia de Buenos Aires establece una exención para actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las obligaciones negociables emitidas de acuerdo con las Ley N°23.576 y con la Ley N°23.962. Esta exención comprende a los aumentos de capital que se realicen por la conversión de las obligaciones negociables indicadas en la oración anterior, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma. Asimismo, se establecen exenciones en la Provincia de Buenos Aires para los títulos valores debidamente autorizados para su oferta pública por la CNV siempre que se cumpla con ciertos requisitos.

Se debe tener en consideración que cualquier transferencia de los títulos instrumentada mediante un acuerdo escrito podría estar sujeto al Impuesto de Sellos.

Producto del Consenso Fiscal, las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires asumieron el compromiso de establecer una alícuota máxima de Impuesto a los Sellos del 0,75% a partir del 1° de enero de 2019, 0,5% a partir del 1° de enero de 2020, 0,25% a partir del 1° de enero de 2021 y eliminarlo a partir del 1° de enero de 2022, lo cual se encuentra sujeto al dictado de la respectiva legislación de cada jurisdicción. Sin perjuicio de lo indicado, el 17 de diciembre de 2019 las provincias argentinas y la Ciudad Autónoma de Buenos Aires firmaron un acuerdo de suspensión de determinadas disposiciones del Consenso Fiscal, el que producirá efectos respecto de las jurisdicciones que lo aprueben por sus legislaturas y a partir de esa fecha.

Considerando las atribuciones autónomas conferidas a cada jurisdicción provincial en relación con cuestiones impositivas, debe analizarse cualquier posible efecto derivado de estas operaciones, en forma adicional al tratamiento impositivo establecido por las demás jurisdicciones provinciales.

Tasa de Justicia

En caso de que sea necesario instituir procedimientos de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables, se gravará la correspondiente tasa de justicia (actualmente del 3% en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires) sobre el monto de cualquier reclamo presentado ante los tribunales de Argentina con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Otras Consideraciones

A nivel provincial, la Provincia de Buenos Aires estableció un impuesto a la transmisión gratuita de bienes (el “ITGB”) (Ley N°14.044 y sus modificatorias y Ley N°10.097, respectivamente). Las características básicas del ITGB son las siguientes:

1. El ITGB alcanza al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, incluyendo: herencias, legados, donaciones, anticipos de herencia y cualquier otra transmisión que implique un enriquecimiento patrimonial a título gratuito.
2. Son contribuyentes del ITGB las personas físicas y las personas jurídicas beneficiarias de una

transmisión gratuita de bienes.

3. Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires el ITGB recae sobre el monto total del enriquecimiento gratuito, tanto por los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires como fuera de ella. En cambio, para los sujetos domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el ITGB recae únicamente sobre el enriquecimiento gratuito originado por la transmisión de los bienes situados en la Provincia de Buenos Aires

4. Se consideran situados en la Provincia de Buenos Aires, entre otros supuestos, (i) los títulos y las acciones, cuotas o participaciones sociales y otros valores mobiliarios representativos de su capital, emitidos por entes públicos o privados y por sociedades, cuando estos estuvieren domiciliados en la Provincia de Buenos Aires; (ii) los títulos, acciones y demás valores mobiliarios que se encuentren en la Provincia de Buenos Aires al tiempo de la transmisión, emitidos por entes privados o sociedades domiciliados en otra jurisdicción; y (iii) los títulos, acciones y otros valores mobiliarios representativos de capital social o equivalente que al tiempo de la transmisión se hallaren en otra jurisdicción, emitidos por entes o sociedades domiciliados también en otra jurisdicción, en proporción a los bienes de los emisores que se encontraren en la Provincia de Buenos Aires.

5. En la Provincia de Buenos Aires, respecto del período fiscal 2020 están exentas del ITGB las transmisiones gratuitas de bienes cuando su valor en conjunto sea igual o inferior a Ps.322.800, monto que se eleva a Ps.1.344.000, cuando se trate de padres, hijos y cónyuges.

6. En cuanto a las alícuotas, se han previsto escalas progresivas del 1,6026% al 8,7840% más un monto variable, según el grado de parentesco y la base imponible involucrada.

Respecto de la existencia de impuestos a la transmisión gratuita de bienes en las restantes jurisdicciones provinciales, el análisis deberá llevarse a cabo tomando en consideración la legislación de cada provincia en particular.

Ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación

De acuerdo con la presunción legal establecida en el artículo 18.2 de la Ley N°11.683 y sus modificatorias, los ingresos de fondos provenientes de jurisdicciones no cooperantes o de baja o nula tributación se consideran como incrementos patrimoniales no justificados para el receptor local, cualquiera sea la naturaleza o tipo de operación de que se trate.

Los incrementos patrimoniales no justificados están sujetos a los siguientes impuestos:

- se determinará Impuesto a las Ganancias sobre el receptor local calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.
- también se determinará el Impuesto al Valor Agregado sobre el receptor local, calculado sobre el 110% del monto de los fondos transferidos.

El sujeto local o receptor local de los fondos puede refutar dicha presunción legal probando debidamente ante la autoridad impositiva que los fondos provienen de actividades efectivamente realizadas por el contribuyente argentino o por una tercera persona en dicha jurisdicción o que dichos fondos fueron declarados con anterioridad.

Sin perjuicio que el significado del concepto “ingresos provenientes” no resulta claro, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos:

- (i) desde una cuenta en un país de baja o nula tributación/no cooperante o desde una cuenta bancaria abierta fuera de un país de baja o nula tributación/no cooperante pero cuyo titular sea una entidad localizada en un país de baja o nula tributación/no cooperante.
- (ii) a una cuenta bancaria localizada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de la Argentina, pero cuyo titular sea un sujeto residente en Argentina a los efectos fiscales.

Conforme el artículo 82 de la Ley de Reforma Tributaria, a los efectos previstos en las normas legales y reglamentarias, toda referencia efectuada a “países de baja o nula tributación” o “países no considerados ‘cooperadores a los fines de la transparencia fiscal’, deberá entenderse que hace alusión a “jurisdicciones no cooperantes o jurisdicciones de baja o nula tributación”, en los términos dispuestos por los artículos 19 y 20 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 2019 y sus modificaciones.

Por su parte, el artículo 19 de la Ley de Impuesto a las Ganancias define a las “jurisdicciones no cooperantes” como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Además, los acuerdos y convenios aludidos deberán cumplir con los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal a los que se haya comprometido la República Argentina. Por último, ese artículo establece que el Poder Ejecutivo Nacional elaborará un listado de las jurisdicciones no cooperantes con base en el criterio antes descripto. En tal sentido, el artículo 24 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias dispone que son consideradas como jurisdicciones “no cooperantes” en los términos del artículo 19 de la mencionada ley, las siguientes:

1. Bosnia y Herzegovina
2. Brecqhou
3. Burkina Faso
4. Estado de Eritrea
5. Estado de la Ciudad del Vaticano
6. Estado de Libia
7. Estado Independiente de Papúa Nueva Guinea
8. Estado Plurinacional de Bolivia
9. Isla Ascensión
10. Isla de Sark
11. Isla Santa Elena
12. Islas Salomón
13. Los Estados Federados de Micronesia
14. Mongolia
15. Montenegro
16. Reino de Bután
17. Reino de Camboya
18. Reino de Lesoto
19. Reino de Suazilandia
20. Reino de Tailandia
21. Reino de Tonga
22. Reino Hachemita de Jordania
23. República Kirguisa
24. República Árabe de Egipto
25. República Árabe Siria
26. República Argelina Democrática y Popular
27. República Centroafricana
28. República Cooperativa de Guyana
29. República de Angola
30. República de Bielorrusia
31. República de Botsuana
32. República de Burundi

33. República de Cabo Verde
34. República de Costa de Marfil
35. República de Cuba
36. República de Filipinas
37. República de Fiyi
38. República de Gambia
39. República de Guinea
40. República de Guinea Ecuatorial
41. República de Guinea-Bisáu
42. República de Haití
43. República de Honduras
44. República de Irak
45. República de Kenia
46. República de Kiribati
47. República de la Unión de Myanmar
48. República de Liberia
49. República de Madagascar
50. República de Malaui
51. República de Maldivas
52. República de Malí
53. República de Mozambique
54. República de Namibia
55. República de Nicaragua
56. República de Palaos
57. República de Ruanda
58. República de Sierra Leona
59. República de Sudán del Sur
60. República de Surinam
61. República de Tayikistán
62. República de Trinidad y Tobago
63. República de Uzbekistán
64. República de Yemen
65. República de Yibuti
66. República de Zambia
67. República de Zimbabue
68. República del Chad
69. República del Níger
70. República del Paraguay
71. República del Sudán
72. República Democrática de Santo Tomé y Príncipe

73. República Democrática de Timor Oriental
74. República del Congo
75. República Democrática del Congo
76. República Democrática Federal de Etiopía
77. República Democrática Popular Lao
78. República Democrática Socialista de Sri Lanka
79. República Federal de Somalia
80. República Federal Democrática de Nepal
81. República Gabonesa
82. República Islámica de Afganistán
83. República Islámica de Irán
84. República Islámica de Mauritania
85. República Popular de Bangladés
86. República Popular de Benín
87. República Popular Democrática de Corea
88. República Socialista de Vietnam
89. República Togolesa
90. República Unida de Tanzania
91. Sultanato de Omán
92. Territorio Británico de Ultramar Islas Pitcairn, Henderson, Ducie y Oeno
93. Tristán da Cunha
94. Tuvalu
95. Unión de las Comoras

Además, dicho artículo establece que la AFIP deberá informar al Ministerio de Hacienda cualquier novedad que justifique una modificación en el listado precedente, a los fines de su actualización.

En cuanto a las jurisdicciones de baja o nula tributación, la Ley de Impuesto a las Ganancias las define como aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al sesenta por ciento (60%) de la alícuota contemplada en el inciso a) del artículo 73 de esa ley (es decir, inferior al 15%).

El artículo 25 del decreto reglamentario de la Ley de Impuesto a las Ganancias, precisó que a los fines de determinar el nivel de imposición al que alude la definición de jurisdicciones de baja o nula tributación, deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido. También establece que por “régimen tributario especial” se entenderá toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta corporativa vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general.

Convenios para evitar la doble imposición internacional

Argentina posee convenios para evitar la doble imposición vigentes con varios países (Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza y Emiratos Árabes Unidos. Los convenios firmados con China, Luxemburgo, Qatar, Austria, Japón y Turquía no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto por estar aún pendiente el cumplimiento de los requisitos previstos en las respectivas legislaciones internas. Actualmente no existe ningún convenio para evitar la doble imposición internacional en vigencia entre Argentina y los Estados Unidos.

EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES CONSULTAR CON SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR.

INFORMACIÓN ADICIONAL

a) Descripción del Capital Social

A continuación se consigna cierta información relacionada con el capital social de la Emisora, incluidas ciertas disposiciones resumidas de la Ley General de Sociedades, junto con determinadas leyes y reglamentaciones argentinas relacionadas vigentes a la fecha del presente. La presente descripción no pretende ser completa y se encuentra sujeta en su totalidad por referencia al Estatuto, la Ley General de Sociedades y las disposiciones de otras leyes y reglamentaciones aplicables de la Argentina, incluyendo sin carácter limitativo, las Normas de la CNV y del BYMA, al igual que el Acuerdo de Accionistas de la Emisora.

La Emisora es una sociedad anónima constituida en noviembre de 1991 conforme a las leyes de Argentina, con una duración de 99 años e inscripta ante la IGJ en el Libro N°110, Volumen “A”, con el N°9623, de Sociedades Anónimas.

Todas las acciones en circulación de la Emisora se encuentran totalmente integradas a la fecha de este prospecto. El capital emitido de la Emisora ha aumentado durante los dos años objeto de examen.

La asamblea de accionistas de la Emisora, celebrada el 9 de diciembre de 2015, aprobó un aumento de capital de US\$50 millones. Asimismo, la asamblea de accionistas de la Emisora, celebrada el 6 de enero de 2017, aprobó un aumento de capital de US\$50 millones, que fue debidamente suscripto e integrado el 31 de marzo de 2017.

La asamblea de accionistas de la Emisora celebrada el 20 de septiembre de 2017 aprobó un aumento de capital de US\$70 millones. Se suscribió e integró el monto de US\$50 millones el 28 de septiembre de 2017, excepto en el caso de LAIG Eolia S.A., que integró totalmente su aporte el 26 de octubre de 2017. La decisión de emitir o no las acciones representativas del monto restante, correspondientes a de US\$20 millones, se delegó al directorio de la Emisora. La integración de dichas acciones se efectuó el 28 de marzo del 2018.

Derechos de Voto

Las acciones Clase A y Clase B de la Emisora tienen los mismos derechos de voto sujeto a los términos del Acuerdo de Accionistas.

Conforme a la Ley General de Sociedades, un accionista debe abstenerse en la votación de cualquier resolución en la que los intereses directos o indirectos de la Emisora estén en conflicto o difieran con los de la Emisora. Si tal accionista votara en dicha resolución, y la resolución en cuestión no hubiera sido aprobada sin el voto del accionista, la resolución podría ser declarada nula por un tribunal y el accionista podría ser responsable por daños y perjuicios frente a la Emisora, otros accionistas y terceros. La Ley General de Sociedades permite el voto acumulativo para elegir hasta un tercio de los puestos vacantes del directorio. Los restantes puestos son elegidos mediante una pluralidad de votos.

En virtud del artículo 244 de la Ley General de Sociedades, todas las asambleas de accionistas, ya sea convocadas en primera o segunda convocatoria, requieren el voto afirmativo de la mayoría de las acciones con derecho a voto para aprobar las siguientes decisiones: liquidación voluntaria anticipada de la sociedad, transferencia del domicilio de la Emisora al exterior de Argentina, un cambio fundamental en el objeto social de la Emisora, reintegro total o parcial obligatorio por parte de los accionistas del capital integrado y una fusión o escisión, cuando la Emisora no sea la entidad sobreviviente. En tales casos, no se considerará la pluralidad de votos otorgada por una determinada clase de acciones. Asimismo, conforme al artículo 284 de la Ley General de Sociedades, la pluralidad de votos no se aplicará a la elección de síndicos ni miembros de la comisión fiscalizadora, dado que la Ley General de Sociedades permite la elección de hasta un tercio de los puestos vacantes de la comisión fiscalizadora a través del sistema de voto acumulativo en forma similar a la descrita para la elección de los miembros del directorio.

De conformidad con la Ley General de Sociedades, mientras la Emisora siga siendo una entidad admitida al régimen de oferta pública, no podrá emitir acciones adicionales de ninguna clase de capital social que otorgara derecho a su tenedor a más de un voto por acción.

Asambleas a distancia

La CNV mediante la Resolución N° 830 (la “**RG 830**”), publicada en el Boletín Oficial el 5 de abril de 2020, incorporó la posibilidad de realizar reuniones a distancia de los órganos de administración y de gobierno de las entidades emisoras mientras dure el aislamiento social preventivo y obligatorio dispuesto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 297/2020, siguiendo los lineamientos del artículo 61 de la Ley de Mercado de Capitales.

Entre sus principales aspectos podemos destacar los siguientes:

- **Reuniones a distancia del órgano de administración o de gobierno de entidades emisoras durante el Aislamiento Obligatorio**, incluso si ello no está previsto en el estatuto social de las entidades emisoras. Se llevarán a cabo a través de plataformas de transmisión de audio y video que permitan la participación con voz y voto de sus miembros y de los órganos de fiscalización, en su caso.
 - **Grabación de las reuniones en soporte digital y conservación** por el término de 5 años.
 - **Transcripción a libros**, dejándose constancia de los participantes de la misma, y con la firma del representante de la entidad emisora.
 - **Convocatoria y comunicaciones de asistencia a Asamblea**. La convocatoria a una reunión del órgano de gobierno deberá indicar con precisión el medio de comunicación elegido y el modo de acceso a fin de facilitar la participación. Los accionistas deberán comunicar su participación por correo electrónico y aquéllos que participen mediante apoderados deberán remitir a la sociedad con 5 días hábiles de antelación a la celebración de la asamblea el instrumento habilitante correspondiente, suficientemente autenticado.
- Adicionalmente, las sociedades que no tengan prevista la celebración de reuniones a distancia en su estatuto social deberán: (i) difundir la convocatoria por todos los medios razonablemente necesarios, (ii) contar con el quórum necesario para asambleas extraordinarias y resolver como primer punto del orden del día su celebración a distancia con la mayoría exigible para la reforma del estatuto social.

Las reuniones de Directorio podrán también celebrarse en forma remota, incluso si ello no estuviera previsto en el estatuto social de la entidad emisora, en los términos del artículo 61 de la Ley de Mercado de Capitales. La primer Asamblea a celebrarse en forma presencial deberá ratificar expresamente lo actuado en las reuniones de Directorio celebradas a distancia.

Acuerdo de Accionistas

Véase la sección “*Accionistas Principales y Transacciones con Partes Relacionadas—Acuerdo de Accionistas.*”

c) Contratos Relevantes

Véase la sección “*Información sobre la Emisora—Contratos Relevantes.*”

d) Controles de Cambios

Véase la sección “*Tipos de cambio y controles cambiarios.*”

e) Carga Tributaria

Véase la sección “*Tratamiento Impositivo.*”

f) Dividendos y Política de Dividendos

Política de dividendos

De acuerdo con la Ley General de Sociedades, la declaración y pago de dividendos anuales, en la medida en que la distribución de utilidades cumpla con los requisitos de la Ley General de Sociedades, serán determinados por los accionistas en la asamblea anual ordinaria de accionistas. En general, aunque no necesariamente, el Directorio realiza una recomendación respecto del pago de dividendos.

Montos disponibles para distribución

Los dividendos podrán ser declarados y pagados lícitamente solamente de los resultados acumulados declarados en los Estados Financieros Anuales de la Emisora preparados de acuerdo con las Normas Contables Profesionales Vigentes y las Normas de la CNV y aprobados por la asamblea anual ordinaria de accionistas.

La Ley General de Sociedades y el Estatuto requieren que la Emisora mantenga una reserva legal del 20% de su capital social en ese momento en circulación. La reserva legal no está disponible para distribución a los accionistas. Según la Ley General de Sociedades y el Estatuto, la utilidad neta anual (ajustada para reflejar los cambios en los resultados anteriores) es asignada en el siguiente orden:

- (i) cumplir con el requisito de la reserva legal;
- (ii) pagar los honorarios devengados de los miembros del directorio y comisión fiscalizadora;
- (iii) pagar reservas voluntarias o contingentes, según determinen periódicamente los accionistas en la asamblea anual ordinaria de accionistas; y
- (iv) el resto de la utilidad neta del ejercicio podrá ser distribuida como dividendos sobre las acciones ordinarias o de otra forma que resuelvan los accionistas de la Emisora en la asamblea anual ordinaria de accionistas.

El directorio presenta los estados financieros para el ejercicio económico anterior, junto con los informes respectivos de la comisión fiscalizadora y de los auditores independientes, en la asamblea anual ordinaria de accionistas para su aprobación. Dentro de los cuatro meses del cierre de cada ejercicio económico, se debe celebrar una asamblea ordinaria de accionistas para aprobar los estados financieros y determinar la asignación de la utilidad neta de la Emisora para dicho ejercicio.

Las Normas de la CNV establecen que los dividendos en efectivo se deben pagar a los accionistas dentro de los 30 días de celebrarse la asamblea de accionistas que aprueba el pago de dichos dividendos. El derecho de cualquier accionista para recibir los dividendos declarados por la asamblea de accionistas prescribe a los tres años de la fecha en que se hubieran puesto a disposición del accionista.

Los términos y condiciones de emisión de las Obligaciones Negociables Clase XX (incluyendo su reapertura denominada “Obligaciones Negociables Clase XX Adicionales” en el presente Prospecto) imponen ciertas restricciones a la capacidad de la Emisora para realizar distribuciones de ganancias y dividendos. En tal sentido, la Emisora no podrá (a) distribuir ganancias, dividendos ni ningún otro tipo de utilidades ni efectuar pago alguno a sus accionistas, ni aprobar cualquier tipo de anticipos, retiros a cuenta o cualquier otra forma de distribución o transferencia de fondos a favor de los mismos; (b) realizar actos que impliquen la reducción, distribución o devolución de su capital social a sus respectivos socios; y (c) recomprar, rescatar ni amortizar sus propias acciones, en todos los casos salvo ciertas excepciones que se describen en los Suplementos de Prospecto de las Obligaciones Negociables Clase XX y de las Obligaciones Negociables Clase XX Adicionales.

g) Declaración por Parte de Expertos

No existen expertos o asesores que hayan sido designados sobre una base contingente, posean acciones de Genneia o de sus subsidiarias, o tengan un interés económico importante, directo o indirecto, en Genneia o sus subsidiarias.

h) Documentos a Disposición

Podrán solicitarse copias del Prospecto y estados financieros de la Emisora referidos en el Prospecto, así como también los Suplementos de Precio en la sede social de la Emisora sita en Nicolás Repetto 3676, 3er. Piso, Olivos, Provincia de Buenos Aires, Argentina, en días hábiles en el horario de 10 a 18 hs., teléfono/fax +54 11 6090-3200. Asimismo, el Prospecto definitivo estará disponible en el Boletín Diario de la BCBA (www.bolsar.com), la página web de la CNV (www.cnv.gob.ar) en el ítem “Información Financiera” de la AIF, en la página web de la Emisora (www.genneia.com.ar), en el boletín electrónico del MAE y en la página web de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo (www.bourse.lu).

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