PROSPECTO DE EMISOR FRECUENTE

GENNEIA S.A.

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

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

Oferta Pública autorizada por Registro de Emisor Frecuente N° 15 otorgado por la Disposición N° DI-2021-10-APN-GE#CNV de la Gerencia de Emisoras de la Comisión Nacional de Valores (la "CNV") de fecha 19 de abril de 2021. Mediante Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° DI-2025-91-APN-GE#CNV de fecha 22 de mayo de 2025 se autorizó un monto máximo disponible para emitir y/o reemitir clases y/o series bajo el Régimen de Emisor Frecuente de hasta valor nominal US$ 600.000.000 (Dólares Estadounidenses seiscientos millones), o su equivalente en otras monedas o unidades de valor en todo momento en circulación, el cual puede ser incrementado. Esta autorización sólo significa que se ha cumplido con los requisitos establecidos en materia de información. La CNV no ha emitido juicio sobre los datos contenidos en el presente prospecto (el "Prospecto"). La veracidad de la información contable, financiera y económica, así como de toda otra información suministrada en el presente Prospecto es exclusiva responsabilidad del órgano de administración y, en lo que les atañe, del órgano de fiscalización de la Emisora y de los auditores en cuanto a sus respectivos informes sobre los estados financieros que se acompañan y demás responsables contemplados en los artículos 119 y 120 de la Ley N°26.831. El órgano de administración de la Emisora manifiesta, con carácter de declaración jurada, que el presente Prospecto contiene a la fecha de su publicación información veraz y suficiente sobre todo hecho relevante que pueda afectar la situación patrimonial, económica y financiera de la sociedad y de toda aquella que deba ser de conocimiento del público inversor con relación a la presente emisión, conforme las normas vigentes. La Emisora asume explícitamente la responsabilidad por las declaraciones realizadas en Prospecto y sobre la completitud en la divulgación de los riesgos involucrados y la situación de la Emisora, las que se basan en la información disponible y en las estimaciones razonables de la administración.

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

EL 21 DE ABRIL DE 2026, MOODY'S LOCAL ARGENTINA CONFIRMÓ LAS CALIFICACIONES DE EMISOR DE GENNEIA S.A. EN AA+.AR, CON PERSPECTIVA ESTABLE, TANTO EN MONEDA LOCAL COMO EXTRANJERA.

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

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

La aprobación del monto de hasta US$ 600.000.000 (Dólares Estadounidenses seiscientos millones) o su equivalente en otras monedas o unidades de valor para la emisión y remisión de Obligaciones Negociables bajo el Régimen de Emisor Frecuente (el "**Monto Máximo**"), en una o más clases y/o series (las "**Obligaciones Negociables**"), fue resuelta por la Emisora en su reunión de directorio de fecha 17 de noviembre de 2025 cuya acta se encuentra publicada en la Autopista de la Información Financiera ("**AIF**") bajo el ID N° 3443711, mientras que la solicitud de ingreso al Régimen de Emisor Frecuente y la emisión de obligaciones negociables bajo el mismo por un monto de

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

hasta US$2.000.000 (Dólares estadounidenses dos mil millones) o su equivalente en otras monedas o unidades de valor fueron aprobadas mediante lo resuelto por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas la Sociedad en fecha 28 de abril de 2022 cuya acta se encuentra cargada en la AIF bajo el ID N° 2887376 y mediante lo resuelto por la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria Unánime de Accionistas de la Sociedad en fecha 25 de abril de 2024 cuya acta se encuentra cargada en la AIF bajo el ID N° 3188688. La actualización del Prospecto fue resuelta por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 12 de mayo de 2026 cuya acta se encuentra publicada en la AIF bajo el ID N° 3523501.

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

La fecha del Prospecto es 21 de mayo de 2026.

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

I. ÍNDICE

II. INTRODUCCIÓN 4
III. INFORMACIÓN DE LA EMISORA 11
IV. FACTORES DE RIESGO 61
V. POLÍTICAS DE LA EMISORA 91
VI. INFORMACIÓN SOBRE LOS DIRECTORES O ADMINISTRADORES, GERENTES, PROMOTORES, MIEMBROS DEL ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN y COMITÉ DE AUDITORÍA. 95
VII. ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS 95
VIII. ACTIVOS FIJOS DE LA EMISORA 108
IX. ANTECEDENTES FINANCIEROS. 108
X. DESTINO DE FONDOS 161
XI. INFORMACIÓN ADICIONAL. 163
XII. INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA 204

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

II. INTRODUCCIÓN

Notificación a los Inversores

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

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

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

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

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

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

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

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

En relación con la emisión de las Obligaciones Negociables, el o los colocadores, si los hubiera, y/o cualquier otro intermediario que participe en la colocación de las mismas por cuenta propia o por cuenta de la Emisora, podrán, de acuerdo a lo que se

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

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 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 QUE HAYAN PARTICIPADO EN LA COLOCACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES; (III) PODRÁN REALIZARSE OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN DESTINADAS A EVITAR O MODERAR LAS BAJAS EN EL PRECIO AL CUAL SE NEGOCIEN LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES COMPRENDIDAS EN LA OFERTA PÚBLICA INICIAL EN CUESTIÓN POR MEDIO DEL SISTEMA DE FORMACIÓN DE LIBRO O POR SUBASTA O LICITACIÓN PÚBLICA; (IV) NINGUNA OPERACIÓN DE ESTABILIZACIÓN QUE SE REALICE EN EL PERÍODO AUTORIZADO PODRÁ EFECTUARSE A PRECIOS SUPERIORES A AQUELLOS A LOS QUE SE HAYA NEGOCIADO LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN CUESTIÓN EN LOS MERCADOS AUTORIZADOS, EN OPERACIONES ENTRE PARTES NO VINCULADAS CON LA DISTRIBUCIÓN Y COLOCACIÓN; Y (V) LOS AGENTES QUE REALICEN OPERACIONES EN LOS TÉRMINOS ANTES INDICADOS, DEBERÁN INFORMAR A LOS MERCADOS LA INDIVIDUALIZACIÓN DE LAS MISMAS. LOS MERCADOS DEBERÁN HACER PÚBLICAS LAS OPERACIONES DE ESTABILIZACIÓN, YA FUERE EN CADA OPERACIÓN INDIVIDUAL O AL CIERRE DIARIO DE LAS OPERACIONES.

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

Aprobaciones societarias

El 19 de abril de 2021, nuestra Asamblea General Extraordinaria de Accionistas aprobó el ingreso al Régimen de Emisor Frecuente, para la emisión, a corto, mediano o largo plazo, de obligaciones negociables simples no convertibles en acciones, subordinadas o no subordinadas, con o sin garantía, por hasta un monto nominal de US$800 millones o su equivalente en otras monedas. El 28 de abril de 2022, nuestra Asamblea General Extraordinaria de Accionistas aprobó por resolución el aumento del monto máximo de emisión bajo el Régimen de Emisor Frecuente en un monto adicional de US$500 millones, de modo que el monto total del Régimen de Emisor Frecuente vigente ascendió a US$1.300 millones. Asimismo, el 25 de abril de 2024, nuestra Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas aprobó por resolución el aumento del monto máximo de emisión bajo el Régimen de Emisor Frecuente, de modo que el monto total aprobado por dicha asamblea para el Régimen de Emisor Frecuente vigente se incrementó de US$1.300 millones a US$2.000 millones (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor).

Información Relevante

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

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

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

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

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

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

Declaraciones Sobre Hechos Futuros

Este Prospecto contiene cierta información expresada en declaraciones sobre hechos futuros, incluyendo, pero no limitándose a, nuestras expectativas sobre las condiciones de Argentina y en nuestra industria, así como nuestro desempeño, situación patrimonial y resultados de las operaciones futuros de la Emisora, sus gastos de capital, liquidez y estructura de capital. Las declaraciones sobre hechos futuros pueden identificarse con expresiones tales como “podrá”, “podría”, “hará”, “cree”, “considera”, “anticipa”, “proyecta”, “planea”, “prevé”, “debería”, “procura”, “estima”, “futuro”, “potencial” u otras expresiones similares. Estas declaraciones incluyen expresiones sobre las actuales expectativas y presunciones de la Emisora y no representan garantías de desempeño futuro. Si bien la Emisora considera que estas expectativas y presunciones son razonables, las declaraciones sobre hechos futuros están sujetas a diversos riesgos e incertidumbres, la mayoría de los cuales son difíciles de predecir y muchos de los cuales son ajenos al control de la Emisora. Al evaluar las declaraciones sobre hechos futuros, deberán considerarse los factores descriptos en “*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, los inversores no deben depositar una confianza excesiva 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, financieras, empresariales, regulatorias y sociales en la Argentina;
- cambios en políticas gubernamentales y su efecto en la economía Argentina y en el sector de la industria eléctrica;
- niveles sostenidos de alta inflación en Argentina;
- fluctuaciones en los tipos de cambio, incluida una devaluación sostenida del Peso;
- controles cambiarios, restricciones a transferencias al extranjero y restricciones a la entrada y salida de capitales;
- restricciones a la importación de productos que son clave para el mantenimiento de nuestros activos;
- las políticas y regulaciones que afectan al sector eléctrico de la Argentina, incluyendo la inversión sostenida en fuentes renovables y la reducción de subsidios gubernamentales a los consumidores;
- las condiciones de mercado en el sector eléctrico, entre ellas cambios en los precios, el suministro, la demanda y en la capacidad de pago de los clientes de la Emisora;
- nuestra capacidad para desarrollar o de llevar a cabo en absoluto nuevos proyectos de generación de energía en nuestra cartera de proyectos, de manera oportuna y de acuerdo con el presupuesto;

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

- disponibilidad de financiamiento en términos razonables, por ejemplo, como resultado de las condiciones de los mercados regionales e internacionales;

- nuestra capacidad para realizar adquisiciones en términos favorables, o incluso de realizarlas en absoluto;

- la competencia en los mercados en la que opera la Emisora;

- limitaciones al transporte y distribución de energía en la Argentina;

- la capacidad de la Emisora de renovar o celebrar nuevos PPA para la venta de capacidad de generación y electricidad en términos favorables;

- incertidumbre sobre la exactitud de las presunciones y estimaciones de la Emisora con respecto a los recursos eólicos, velocidad del viento y factores de capacidad esperados disponibles en los parques eólicos en operación y los proyectos de parques eólicos de la Emisora;

- disponibilidad de las plantas de la Emisora;

- la capacidad financiera y voluntad de CAMMESA, y de ENARSA, en las que el estado argentino posee una participación significativa, de cumplir con sus obligaciones de pago bajo los PPA de la Emisora y la capacidad de la Emisora de percibir puntualmente las sumas a cobrar de CAMMESA o de ENARSA y otros clientes;

- la capacidad de la Sociedad para vender activos relacionados con nuestras plantas de generación térmica al vencimiento de nuestros PPA;

- riesgos operacionales relacionados con la generación de energía eléctrica;

- cambios en nuestros planes de gastos de capital;

- 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;

- eventos de ciberseguridad, incluidos posibles ciberataques;

- caídas y cambios en los mercados de capitales en general que puedan afectar las percepciones respecto de la Argentina o empresas argentinas, y en particular, respecto de los mercados de energías renovables; y

- otros factores identificados en la sección “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,

- Alstom: Alstom Argentina S.A.
- ARCA: Agencia de Recaudación y Control Aduanero (ex Administración Federal de Ingresos Públicos o AFIP).
- Banco Central o BCRA: Banco Central de la República Argentina.
- Banco Mundial: El Grupo del Banco Mundial, una institución financiera internacional multilateral que proporciona asistencia financiera y técnica a los países en desarrollo.
- Buenos Aires Energía S.A.: Buenos Aires Energía S.A., una sociedad controlada por la Provincia de Buenos Aires, anteriormente denominada Centrales de la Costa Atlántica S.A., y socia en el negocio conjunto Vientos de Necochea S.A., sociedad de propósito específico propietaria del parque eólico Necochea.

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

- CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima, una sociedad anónima sin fines de lucro creada de acuerdo con la Ley de Energía Eléctrica y el Decreto N°1192/1992, es propiedad del gobierno argentino y de cuatro asociaciones más que representan agentes del MEM en un 20% cada una. CAMMESA está encargada de la administración del MEM y el despacho de la electricidad al SADI.
- capacidad en firme: La capacidad reconocida y remunerada a cada unidad de generación de energía por estar disponible para cubrir la demanda en horas pico.
- capacidad instalada: Monto de MW que una turbina está destinada a producir al momento de su instalación (capacidad nominal).
- capacidad instalada bruta: La capacidad instalada bruta incluye la capacidad instalada total de nuestras Negocios Conjuntos: 38 MW de Vientos de Necochea, de la que somos propietarios del 50 %, 58 MW de Vientos Patagónicos, de la que somos propietarios del 51 %, y 83 MW de Vientos Sudamericanos, de la que somos propietarios del 51 %.
- CIADI: Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones.
- CNV: Comisión Nacional de Valores.
- Contrato MEM: PPAs celebrados entre CAMMESA y la Emisora conforme los cuales la Emisora abastece capacidad en firme (solamente en el caso de nuestras centrales térmicas) y electricidad al MEM, administrado por CAMMESA.
- deuda financiera corriente: Los préstamos corrientes (incluyendo las obligaciones negociables) que se exponen en los Estados Financieros de la Emisora. Véase la nota 5(h) a los Estados Financieros Auditados.
- deuda financiera no corriente: Los préstamos no corrientes (incluyendo las obligaciones negociables) que se exponen en los Estados Financieros de la Emisora. Véase la nota 5(h) a los Estados Financieros Auditados.
- deuda total: Préstamos corrientes y no corrientes (incluyendo las obligaciones negociables) que se exponen en los Estados Financieros de la Emisora. Véase la nota 5(h) a los Estados Financieros Auditados.
- ENARGAS: Ente Nacional Regulador del Gas, a ser unificado con el ENRE y ser reemplazado por el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad.
- ENARSA: Energía Argentina Sociedad Anónima, denominada “Integración Energética Argentina Sociedad Anónima” entre 2017 y 2022, una sociedad anónima controlada y administrada por el gobierno argentino cuyo objeto es la exploración, explotación y comercialización de petróleo y gas natural, al igual que la generación, transmisión y comercialización de electricidad.
- ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad, a ser unificado con el ENARGAS y ser reemplazado por el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad.
- ENERSUD: La subsidiaria Enersud Energy S.A.U. de la Emisora.
- Esquema de Remuneración de Energía Base: El esquema de remuneración establecido por la Resolución N° 19/2017 de la ex Secretaría de Energía Eléctrica y modificado por la Resolución N° 1/2019 de la ex Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico, la Resolución N° 31/2020 del ex Ministerio de Desarrollo Productivo (la cual tuvo efectos a partir del 1 de febrero de 2020), y sucesivas Resoluciones.
- factor de disponibilidad: Para las centrales termoeléctricas, el porcentaje de horas durante un período determinado en las que la planta está disponible para la generación de electricidad, independientemente de si efectivamente se encuentra generando y entregando energía o no. Para los parques eólicos, el porcentaje de tiempo en que una turbina eólica está técnicamente en condiciones de generar electricidad, con independencia de las condiciones de viento, calculado como el número de horas en que la turbina es capaz de operar, dividido por el total de horas del período correspondiente.
- Fecha de Inicio de Operación Comercial o “COD”: La fecha en que CAMMESA o ENARSA certifican como el inicio de la operación comercial de una central de generación de energía o un parque eólico bajo el PPA respectivo.
- FODER: Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables, un fondo creado para afectar sus activos al otorgamiento de préstamos, realizar aportes de capital, y adquirir otros instrumentos financieros destinados a la ejecución, garantía y financiación de proyectos de energía eléctrica de fuentes renovables que reúnan los requisitos a tales efectos.
- FMI: Fondo Monetario Internacional.
- GEDESA: Genneia Desarrollos S.A.
- GETSA: Generadora Eléctrica de Tucumán S.A.
- GVSO: Genneia Vientos del Sudoeste S.A.
- GW, GWm y GWh: Gigawatts, gigawatt por mes y gigawatt por hora, respectivamente.
- INDEC: Instituto Nacional de Estadística y Censos.
- índice de rendimiento: índice que mide la relación entre la producción energética teórica de un parque solar en condiciones ideales y su producción energética real en condiciones de funcionamiento reales, tras tener en cuenta las pérdidas de energía.
- IPC: Índice de precios al consumidor.
- IPIM: Índice de Precios Internos al por Mayor.

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

- Km: Kilómetros.
- kV: Kilovoltios.
- kW y kWh: Kilowatts y kilowatts por hora, respectivamente.
- Ley de Bases: Ley 27.742 Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos.
- Ley de Energía Eléctrica: Ley N°24.065 (y a su respectivo decreto reglamentario N°1398/1992) conforme fuera modificada y complementada, la cual, junto con otras reglamentaciones aplicables, establecen el marco regulatorio fundamental del sector eléctrico de Argentina.
- Ley de Mercado de Capitales: Ley N° 26.831, y sus modificatorias.
- Ley General de Sociedades: Ley N° 19.550, y sus modificatorias.
- Ley de Emergencia Pública: Ley N° 25.561, conforme fuera modificada y complementada.
- Leyes de Energías Renovables: Ley N°26.190 de Argentina, modificada y complementada, entre otras, por la Ley N°27.191.
- Ley de Solidaridad: Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva N.º 27.541, con sus modificaciones y normas complementarias.
- Loma Negra: Loma Negra C.I.A.S.A.
- Madryn I: Parque eólico Madryn I, con una capacidad instalada de 71 MW, ubicado en las cercanías de la Ciudad de Madryn, Provincia del Chubut, propiedad de la Emisora.
- Madryn II: Parque eólico Madryn II, con una capacidad instalada de 151 MW, ubicado en las cercanías de la Ciudad de Madryn, Provincia del Chubut, propiedad de la Emisora.
- MATER: Mercado a Término de Energía Renovable.
- MEG: Mercado Electrónico de Gas Sociedad Anónima.
- MEM: Mercado eléctrico mayorista argentino, administrado por CAMMESA.
- Ministerio de Economía: Ministerio de Economía de la República Argentina, anteriormente denominado Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas y Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.
- Ministerio de Energía: Ex Ministerio de Energía de Argentina y ex Ministerio de Enegía y Minería, ahora Secretaría de Energía bajo el Ministerio de Economía.
- MMBtu: Un millón de Unidades Térmicas Británicas.
- MW, MWm and MWh: Megawatts, megawatts por mes y megawatts por hora, respectivamente.
- m3 y m3d: Metros cúbicos y metros cúbicos por día, respectivamente.
- NIIF: Normas Internacionales de Información Financiera.
- Nordex: Según el contexto lo requiera, Nordex Windpower S.A., Nordex Energy GmbH o cualquier afiliada relevante de las mismas.
- nosotros y nuestro: Genneia S.A. y sus subsidiarias.
- Parque Eólico Loma Blanca IV o Loma Blanca IV o Parque Eólico Trelew: Parque eólico operado por Parque eólico Loma IV Blanca S.A.U., una sociedad anónima privada constituida en 2009 como entidad con fines especiales para el desarrollo, la construcción y la explotación del parque eólico de Trelew, anteriormente conocida como Isolux Corsán Energías Renovables S.A. (ICERSA). La actual denominación comercial es Parque Eólico Trelew, el que con una capacidad instalada de 51 MW y ubicado en las cercanías de la Ciudad de Trelew, Provincia de Chubut, propiedad de la Sociedad.
- Parques Eólicos Madryn: Madryn I y Madryn II, conjuntamente.
- Parques Solares Ullum o Ullum (1, 2 & 3): Ullum 1, Ullum 2 y Ullum 3, conjuntamente.
- PBI: Producto Bruto Interno.
- Protocolo de Kioto: Tratado en el marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, en virtud del cual ciertos países industrializados que han ratificado sus términos se comprometieron a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 5% en promedio, en comparación con sus niveles de emisión de 1990, durante el período de 2008 a 2012. El Protocolo de Kioto fue aprobado en Argentina por la Ley N.º 25.438 el 20 de junio de 2001, y estuvo en vigor hasta 2020 como consecuencia de la ratificación de la Enmienda de Doha, que fue aprobada por la Ley N.º 27.137 el 29 de abril de 2015.
- PPA: Contratos de compraventa de energía eléctrica.
- Programa de Energías Renovables: Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica introducido por las Ley de Energías Renovables y las normas reglamentarias dictadas por el Ministerio de Energía, incluyendo la Resolución N° 712/2009 y la Resolución N° 202-E/2016.
- Programa de Energía Térmica: Programa de Desarrollo de Estructuras de Nuevas Energías Distribuidas introducidas por la Resolución N° 220/2007 de la SE y N°1836/2007 tal y como fuere enmendado por la Resolución N° 21/2016 de la ex SEE.

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

- Reducciones de Emisiones Certificadas o "REC": 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.
- Régimen de Emisor Frecuente: Régimen de Emisor Frecuente aprobado por la CNV mediante la Disposición N° DI-2021-10-APN-GE#CNV de la CNV de fecha 19 de abril de 2021, y la Disposición N° DI-2025-91-APN-GE#CNV de la CNV de fecha 22 de mayo de 2025.
- RenovAr: El programa de licitaciones públicas para la adquisición de energía procedente de fuentes renovables, establecido en el marco del Programa de Energías Renovables.
- Resolución 202: Resolución N.º 202 - E/2016 del Ministerio de Energía.
- Resolución 21: Resolución N° 21/2016 de la Secretaría de Energía.
- Resolución 400/2025: Resolución N° 400/2025 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se aprobaron las "Reglas para la Normalización del Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") y su Adaptación Progresiva" con vigencia a partir del 1 de noviembre del 2025.
- SADI: Sistema de Interconexión Nacional.
- SCADA: Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos.
- SE o Secretaría de Energía: Secretaría de Energía de la Nación.
- SEE o Subsecretaría de Energía: Ex Secretaría de Energía Eléctrica de la Nación.
- TGS: Transportadora de Gas del Sur S.A.
- Ullum 1: Ullum 1 Solar S.A.U. y el parque solar de propiedad de dicha entidad.
- Ullum 2: Ullum 2 Solar S.A.U. y el parque solar de propiedad de dicha entidad.
- Ullum 3: Ullum 3 Solar S.A.U. y el parque solar de propiedad de dicha entidad.
- Vestas: Vestas Wind Systems A/S, Vestas Chile Turbinas Eólicas Limitada, Vestas Argentina S.A., y cualquier otra filial de Vestas Wind Systems A/S, según corresponda.
- Vientos de Necochea: Vientos de Necochea S.A.
- Vientos Patagónicos: Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. (antes Genneia Vientos Patagónicos S.A.)
- Vientos Sudamericanos: Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. (antes Genneia Vientos Sudamericanos S.A.)

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.

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

III. INFORMACIÓN DE LA EMISORA

Descripción General

Somos la plataforma de energía renovable líder en Argentina, operando los mayores activos eólicos y solares a gran escala del país, complementados con capacidad térmica estratégicamente ubicada. A la fecha de este Prospecto, somos propietarios y operadores de 1.949 MW de capacidad instalada bruta, incluyendo 1.586 MW provenientes de fuentes renovables (eólica y solar) y 363 MW de generación térmica. El 24 de diciembre de 2025, el proyecto solar San Rafael alcanzó la operación comercial parcial por 141,7 MW de capacidad instalada, seguido por 8,3 MW adicionales el 4 de febrero de 2026, totalizando 150 MW de su capacidad total de 180 MW.

Al 31 de diciembre de 2025, operábamos aproximadamente el 23 % de la capacidad instalada eólica y solar de la Argentina, según CAMMESA.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, los ingresos por ventas ascendieron a Ps. 466.131 millones, la utilidad neta del ejercicio a Ps. 126.247 millones y el EBITDA Ajustado a Ps. 331.376 millones.

Nuestro modelo de negocios se basa en un enfoque disciplinado de "desarrollar para poseer y operar" (develop-to-own and operate), apalancando capacidades internas de originación de proyectos, una gestión rigurosa de la construcción y operaciones avanzadas basadas en datos. Casi la totalidad de nuestros ingresos se genera bajo contratos de largo plazo denominados en dólares estadounidenses (Power Purchase Agreements – "PPAs"), incluyendo contratos con CAMMESA (bajo el programa RenovAr y la Resolución 202) y con grandes usuarios privados en el marco del régimen MATER.

A la fecha de este Prospecto, contamos con un pipeline de activos renovables no convencionales enfocado en generación eólica y solar con capacidad de interconexión existente, así como en sistemas BESS. A la fecha de este Prospecto, contamos con un pipeline de 1.1 GW de activos de energía renovable no convencional enfocado en generación eólica y solar con capacidad de interconexión a la red de transmisión existente, así como de sistemas de almacenamiento de energía en baterías ("BESS"). Este portafolio incluye 239 MW en construcción (proyectos San Rafael, San Juan Sur, Lincoln, Junín y BESS Maschwitz). Definimos como activos renovables no convencionales a aquellos activos de generación que utilizan los siguientes recursos naturales para producir energía: solar, eólico, biogás, biomasa y pequeña hidráulica (menor a 50 MW).

Nuestra misión es suministrar energía eléctrica confiable y sostenible a los principales consumidores de energía de la Argentina mediante el desarrollo, construcción y operación de activos de alta eficiencia y bajo impacto ambiental. Desde 2017, hemos invertido más de US$ 1.700 millones, incorporando 1.4 GW de nueva capacidad renovable desarrollada por Genneia. Nuestro historial incluye la ejecución de proyectos en plazo y dentro del presupuesto, incluso en contextos macroeconómicos desafiantes, respaldados por sólidos contratos de venta de energía (PPAs), relaciones consolidadas con fabricantes globales de equipamiento original (OEMs) y entidades financieras, y un CECO que permite mantenimiento predictivo y optimización en tiempo real.

Nuestro portafolio se concentra en los corredores renovables más atractivos de la Argentina —la región de la Patagonia sur y el sudeste de la provincia de Buenos Aires para energía eólica, y San Juan y Mendoza en el noroeste para energía solar—, con unidades térmicas de punta cercanas a los principales centros de demanda para reforzar la estabilidad del sistema eléctrico. A la fecha de este Prospecto, tenemos en construcción dos proyectos solares a escala de servicios públicos (San Rafael y San Juan Sur, con 180 MW y 129 MW de capacidad total, respectivamente), junto con un pipeline de proyectos adicionales. El proyecto solar San Rafael ha obtenido la habilitación comercial por 150 MW de los 180 MW habilitados comercialmente a la fecha de este Prospecto.

Desde 2016, hemos experimentado un crecimiento significativo en la generación de energía renovable, posicionándonos como el actor líder en la transición energética en Argentina. Durante el período comprendido entre 2016 y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, nuestra generación anual de energía renovable aumentó a una tasa de crecimiento anual compuesta ("CAGR") del 39%, mientras que nuestro EBITDA ajustado incluyendo nuestra participación en negocios conjuntos correspondiente a los segmentos eólico y solar creció a una CAGR del 28% durante el mismo período. Las cifras incluidas en este párrafo tienen en cuenta nuestro portafolio consolidado de activos y las cifras ajustadas por participación en el caso de nuestros negocios conjuntos.

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

Nuestros Segmentos de Negocio

Operamos en los siguientes segmentos de negocio: (i) la generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas; (ii) la generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares; (iii) la generación de energía eléctrica de fuentes convencionales y (iv) la comercialización y transporte de gas natural.

Adicionalmente, los ingresos, costos y activos no relacionados con estos segmentos —incluyendo la administración corporativa y otros ingresos (gastos)— se presentan bajo el rubro "Corporativo y otros", el cual la Sociedad no considera un segmento.

La generación de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables Eólicas. Poseemos y operamos ocho activos de generación eólica de alta calidad, equipados con tecnología de última generación, que totalizan una capacidad instalada bruta de 946 MW a la fecha de este Prospecto. Como participante temprano en el mercado renovable argentino, aseguramos ubicaciones estratégicas con excelentes recursos eólicos y acceso a la red eléctrica nacional. La mayoría de nuestros parques eólicos se ubican en la Provincia del Chubut, en la región de la Patagonia, con excepción de Villalonga I, Villalonga II, Necochea y La Elbita, situados en la Provincia de Buenos Aires, y Pomona I y Pomona II, ubicados en la Provincia de Río Negro. En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y el 31 de diciembre de 2024, el factor de capacidad promedio ponderado de nuestros parques eólicos fue de 47,3% y 45,1% respectivamente, y generamos 3.924 GWh y 3.387 GWh en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024, lo que representó aproximadamente el 21,1% y el 21,0% respectivamente, de la generación eólica total del país, según información de CAMMESA. Nuestros ingresos por ventas provenientes de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables eólicas ascendieron a Ps. 320.054 millones, Ps. 211.981 millones y Ps. 69.336 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente. La ganancia del segmento de generación eólica ascendió a Ps. 214.474 millones, Ps. 129.095 millones y Ps. 50.630 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente. El EBITDA Ajustado del segmento de generación eólica ascendió a Ps. 271.586 millones, Ps. 180.978 millones y Ps. 59.925 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente.

Nuestro resultado por inversiones en negocios conjuntos ascendió a Ps. (1.020) millones, Ps. (3.587) millones y Ps. 1.727 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente. El EBITDA Ajustado de los negocios conjuntos ascendió a Ps. 19.908 millones, Ps. 15.395 millones y Ps. 6.232 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente. El 100% del EBITDA Ajustado de los negocios conjuntos corresponde al segmento eólico.

La generación de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables Solares. Poseemos y operamos tres parques solares en la Provincia de San Juan (Ullum, Sierras de Ullum y Tocota III) con una capacidad instalada total de 220 MW, y tres parques solares en la Provincia de Mendoza (Malargüe I, Anchoris y San Rafael) con una capacidad instalada total de 420 MW (incluyendo 150 MW de un total de 180 MW del proyecto San Rafael, de los cuales 30 MW aún deben ser puestos en operación). En los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2025 y 2024 el factor de capacidad promedio ponderado de nuestros parques solares fue de 25,3% y 25,4%, respectivamente. Generamos un total de 940 GWh y 489 GWh de energía solar en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, representando aproximadamente 18,4% y 12,4%, respectivamente, de la energía solar generada en el país, según información publicada por CAMMESA. Nuestros ingresos por ventas provenientes de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables solares ascendieron a Ps. 77.242 millones, Ps. 28.817 millones y Ps. 7.683 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente. La ganancia del segmento solar ascendió a Ps. 33.038 millones, Ps. 9.009 millones y Ps. 4.821 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente. El EBITDA Ajustado del segmento solar ascendió a Ps. 64.460 millones, Ps. 23.612millones y Ps. 6.172 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente.

La generación de Energía Eléctrica de Fuentes Convencionales. Operamos dos centrales térmicas con una capacidad instalada total de 363 MW a la fecha de este Prospecto, ubicadas estratégicamente en las provincias de Buenos Aires y Tucumán. Estas plantas (Bragado y Cruz Alta) utilizan tecnología que les permite suministrar energía al sistema interconectado nacional durante los períodos de mayor demanda ("despacho de punta") y compensar la intermitencia derivada del crecimiento de las energías renovables en Argentina. En consecuencia, la mayor parte de los ingresos de este segmento proviene de la venta de potencia firme. En los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2025 y 2024, el factor de disponibilidad de nuestros activos térmicos fue de 81,6%, y 86,5%, respectivamente. Nuestros ingresos por ventas provenientes de la generación eléctrica a partir de fuentes convencionales ascendieron a Ps. 60.346 millones, Ps. 43.490 millones y Ps. 15.195 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente. La ganancia del segmento térmico ascendió a Ps. 17.923 millones, Ps. 35.592 millones y Ps. 6.059 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente. El EBITDA Ajustado del segmento térmico ascendió a Ps. 41.040 millones, Ps. 30.796 millones y Ps. 11.841 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente.

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

La comercialización de gas natural y Transporte de Gas natural. También participamos en la comercialización de gas natural a través del MEG y en la comercialización de capacidad de transporte de gas natural que nos ha sido asignada. Nuestros ingresos por ventas provenientes del segmento de gas natural ascendieron a Ps. 5.225 millones, Ps. 4.262 millones y Ps. 2.564 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente. La ganancia del segmento de gas natural ascendió a Ps. 1.911 millones, Ps. 2.270 millones y Ps. 1.698 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente. El EBITDA Ajustado del segmento de gas natural ascendió a Ps.1.911 millones, Ps. 2.270 millones y Ps. 2.297 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente.

Para mayor información sobre el resultado del segmento, véase la nota 12 a los Estados Financieros Auditados.

Administración Central y otros Generamos ciertos ingresos y costos no relacionados directamente con nuestros segmentos de negocio, incluyendo los correspondientes a la administración corporativa y gestión de fondos, los cuales se incluyen bajo el rubro "Corporativo y otros", que la Sociedad no considera un segmento. Nuestros ingresos por ventas bajo "Corporativo y otros" acendieron a Ps 3.264 millones, Ps. 3.676 millones y Ps. 1.144 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente.

Nuestra Historia y Evolución Corporativa

Orígenes y desarrollo inicial (década de 1990 a 2015). Genneia tiene sus raíces en el proceso de liberalización del sector energético argentino, comenzando sus operaciones en las áreas de comercialización y transporte de gas, así como en generación térmica. La Compañía fue constituida en 1991 bajo la denominación "Empresa de Gas del Sudeste – Emgasud S.A.", con el objeto social de operar en el negocio de distribución de gas natural en la Argentina. En 2004, ingresamos en el negocio de comercialización de energía, y en 2007, en el de generación térmica. En 2008, iniciamos mediciones eólicas en distintas zonas del país, aun cuando los proyectos de energía eólica no eran económicamente viables en ese momento. En 2010, nos convertimos en uno de los pioneros en energía eólica en Argentina, desarrollando los parques Rawson I y II y Madryn, y hacia 2012, Rawson se consolidó como el parque eólico más grande del país en ese entonces.

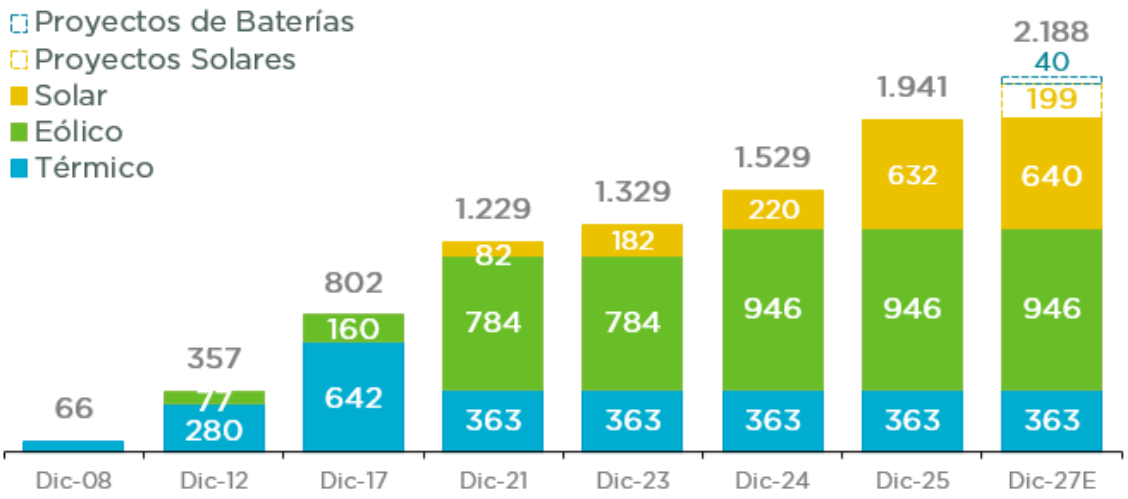
Cambio de política y expansión de las energías renovables (2016 a 2021). Tras la sanción de la Ley N° 27.191 en 2015 y el lanzamiento del Programa RenovAr, Genneia reorientó su estrategia hacia las energías renovables, invirtiendo más de US$1.600 millones y sumando más de 1.359 MW de capacidad eólica y solar, además de asegurar contratos de operación y mantenimiento (O&M) a largo plazo con fabricantes globales de equipamiento (OEMs). Durante este período, pusimos en operación proyectos emblemáticos como Madryn I y II, el cluster Chubut Norte, Pomona I, Villalonga I y el complejo solar Ullum. Asimismo, retiramos de operación 279 MW de capacidad térmica, reforzando así nuestra estrategia de descarbonización.

PPAs privados y evolución del portafolio (2022 a la fecha). Con la aparición del mercado privado MATER para grandes usuarios, Genneia inició un nuevo ciclo de crecimiento enfocado en PPAs privados y en la asignación de capacidad de interconexión en el sistema de transmisión eléctrica. Incorporamos nuevos proyectos solares (Sierras de Ullum, Tocota III, Malargüe I, San Rafael y Anchoris) y eólicos (La Elbita), incluyendo también contratos de O&M con OEMs internacionales. Nuestra estrategia se basa en la ejecución puntual y dentro del presupuesto, un apalancamiento prudente y una combinación equilibrada de contratos con CAMMESA y grandes usuarios privados.

Hoy, nuestro portafolio refleja la combinación de: (i) una presencia temprana y continua en zonas con recursos de alta calidad; (ii) una cultura de desarrollo alineada con los estándares de financiabilidad de instituciones como la CFI y otros organismos de financiamiento al desarrollo (DFIs, por sus siglas en inglés) y agencias de crédito a la exportación ("ECAs", por sus siglas en inglés); (iii) un modelo operativo integrado, basado en la confiabilidad y mantenimiento predictivo habilitado por el CECO; (iv) una asignación disciplinada de capital a lo largo de distintos ciclos económicos.

Evolución de Nuestra Capacidad Instalada por Tecnología (MW)

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



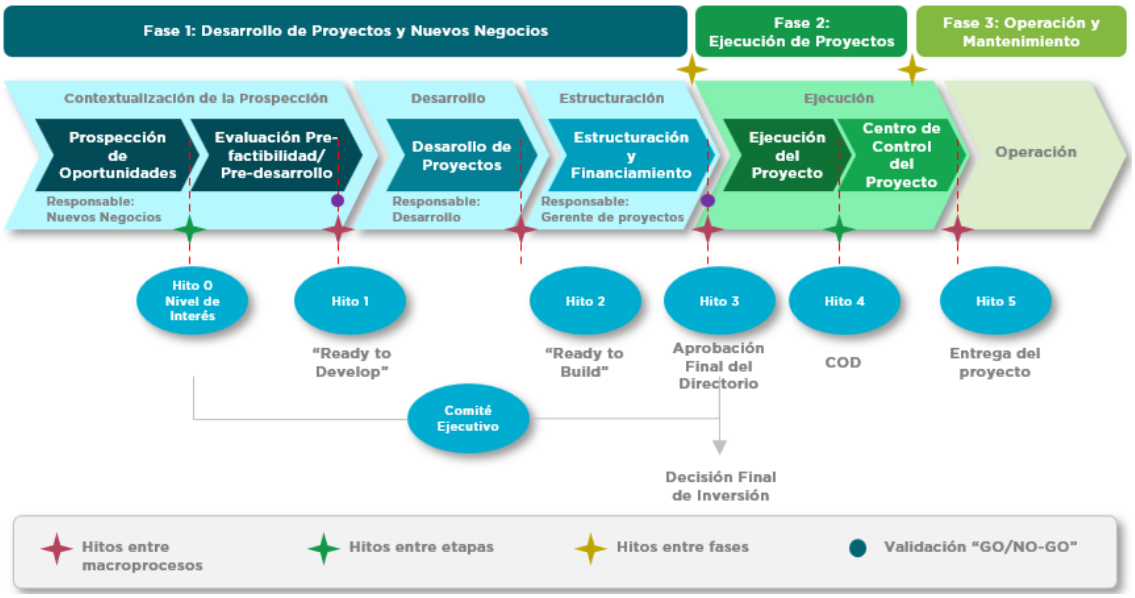
Azul: Térmica / Verde: Eólica / Amarillo: Solar / Amarillo claro (líneas punteadas): Proyectos Solares / Verde claro (líneas punteadas): Proyectos BESS (almacenamiento de energía con baterías)

Incluye el proyecto San Rafael de 150 MW. El 24 de diciembre de 2025, el proyecto solar San Rafael alcanzó la operación comercial para 141,7 MW de capacidad instalada, seguido de 8,3 MW adicionales el 4 de febrero de 2026, para un total de 150 MW de su capacidad total de 180 MW. Para 2027, a la fecha de este Prospecto, los bloques completados en color blanco y con bordes punteados representan proyectos en construcción, con una fecha estimada de COD durante el año 2026 y a principios de 2027.

Nuestro Modelo de Negocio y Propuesta de Valor

Somos un productor independiente de energía (IPP) integrado, con un modelo de "desarrollar, poseer y operar", que participa en todas las etapas de los proyectos de generación eléctrica. Nuestra propuesta de valor se centra en generar flujos de fondos contractuales de largo plazo, denominados en dólares estadounidenses, respaldados por activos de alta calidad de recursos naturales y una capacidad de ejecución comprobada. Este enfoque se traduce en márgenes operativos estables y eficiencia de capital durante la vida útil de los activos.

El siguiente gráfico muestra nuestro proceso de desarrollo:



Ciclo de vida del proyecto. Gestionamos el ciclo de vida completo de nuestros proyectos, desde la etapa de origen hasta la operación:

1. **Prospección y control del sitio**. Realizamos mediciones eólicas y solares extensas y plurianuales utilizando tanto torres meteorológicas en sitio como datos satelitales. Esto nos permite caracterizar con precisión la calidad del recurso, optimizar la selección del emplazamiento y maximizar la producción de energía. Nuestro equipo interno utiliza herramientas avanzadas de modelización y validación de terceros para garantizar evaluaciones de recursos

sólidas y aptas para financiamiento. Además, priorizamos nodos de interconexión con riesgo limitado de despacho restringido y aseguramos la tierra mediante contratos de usufructo o arrendamiento a largo plazo. También evaluamos oportunidades de capacidad de interconexión de transmisión bajo el marco MATER y, cuando corresponde, posibles trazas de transmisión asociadas reconocidas por la Resolución Nº 360/2023.

2. **Adquisición de tierras**. La vinculación temprana con los propietarios es un pilar fundamental de nuestra estrategia. Aseguramos contratos de usufructo o arrendamiento a largo plazo para sitios prioritarios, a menudo con años de antelación al desarrollo, para garantizar el acceso a las mejores ubicaciones de recurso y nodos de interconexión. Nuestro equipo de tierras gestiona todos los aspectos de la verificación de títulos, permisos y relaciones con las partes interesadas para minimizar el riesgo en la ejecución de los proyectos.

3. **Desarrollo y permisos**. Nuestro proceso de permisos está alineado con las mejores prácticas internacionales, incluidas las normas de desempeño del CFI y los requisitos de las DFIs y las ECAs, entre ellos el plan de acción ambiental y social, los planes de biodiversidad y de relacionamiento con las partes interesadas. Realizamos evaluaciones integrales de impacto ambiental y social, obtenemos todos los permisos de construcción y operación necesarios, e implementamos planes sólidos de participación comunitaria para garantizar el apoyo local y el cumplimiento regulatorio.

4. **Transmisión e interconexión**. Priorizamos sitios con acceso favorable a la red nacional tras realizar estudios detallados de interconexión y mantener una interacción proactiva con los operadores de transmisión. Cuando es necesario, invertimos en subestaciones o ramales cortos para habilitar capacidad adicional, aprovechando marcos regulatorios como la Resolución 360/2023 para asegurar capacidad de interconexión y mitigar el riesgo de despacho restringido. Un ejemplo de ello es la expansión de la subestación Puerto Madryn, que construimos junto a un socio para asegurar la interconexión de nuestro parque eólico Madryn.

5. **Estrategia comercial y contratos de suministro**. Buscamos contratos de suministro aptos para financiamiento a través de PPAs MATER con grandes usuarios privados respaldados por capacidad de interconexión de transmisión. En el pasado también participamos en PPAs RenovAr/Resolución 202 CAMMESA respaldados por el FODER y, en ciertos casos, por garantías del Banco Mundial, aunque esas oportunidades concluyeron con la última licitación RenovAr (Ronda 3) en 2019. Nuestra estrategia de contratación diversifica plazos y mecanismos de precios (denominados en dólares estadounidenses) para equilibrar duración y riesgo crediticio.

6. **Financiamiento**. Combinamos financiamiento de proyectos sin recurso a nivel de SPV con facilidades corporativas y acceso a los mercados de capitales locales. Desde 2017 hemos accedido repetidamente a los mercados de deuda, y obtenido préstamos a largo plazo con DFI y agencias de crédito a la exportación.

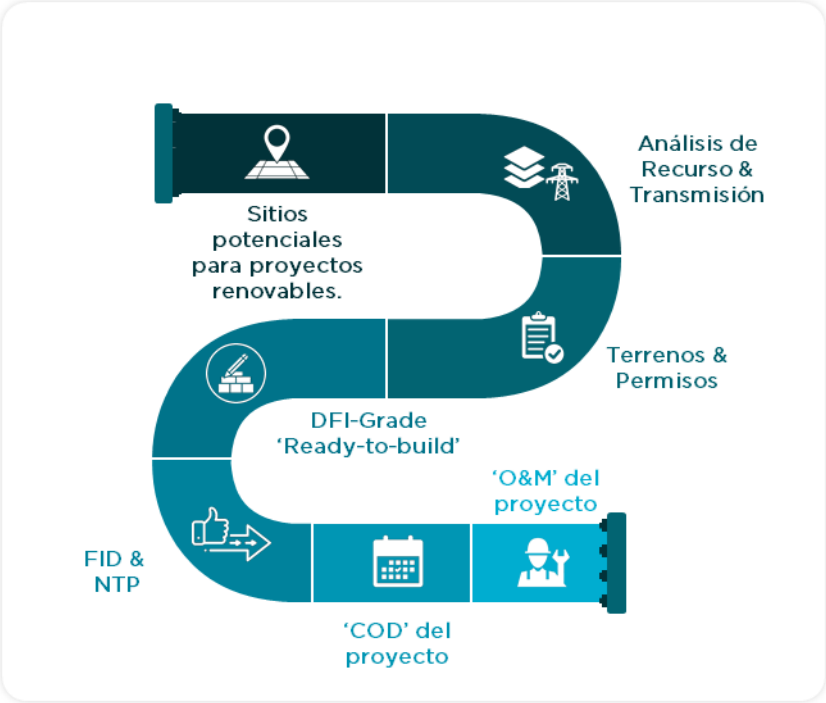
7. **Construcción**. Llevamos a cabo procesos competitivos de selección de EPC y OEM, estandarizamos plataformas de turbinas eólicas y solares fotovoltaicas para capturar economías de escala, y aplicamos estrictos controles de cronograma y costos. Todos los grandes proyectos se ejecutan mediante nuestra gestión interna de EPC y con el apoyo de los principales OEM y contratistas del sector de energías renovables y del mercado argentino. Nuestras plataformas estandarizadas y la rigurosa gestión contractual garantizan entregas en tiempo y forma, respaldadas por bonos de cumplimiento de OEM y cláusulas de daños liquidados según estándares de la industria. Equipos dedicados de gestión de proyectos supervisan todos los aspectos de la construcción, desde las obras civiles hasta la conexión a la red y la puesta en marcha. Implementamos protocolos de monitoreo y aseguramiento de calidad en tiempo real para garantizar que cada activo cumpla o supere los objetivos de rendimiento y confiabilidad.

8. **Operación y optimización**. Nuestro CECO opera las 24 horas del día, los siete días de la semana, con visibilidad SCADA en tiempo real de todos nuestros activos, lo que permite (i) mantenimiento predictivo, (ii) gestión de restricciones y redespacho, (iii) seguimiento de disponibilidad en relación con los umbrales definidos en los SLA de los OEM, y (iv) optimización de la producción energética mediante estrategias de mitigación de pérdidas por estela, alineación de yaw y control de clipping de inversores. Contamos con contratos de servicio y disponibilidad a largo plazo con Vestas, Nordex y Goldwind que incluyen compromisos de disponibilidad en el rango de 97–98% para los dos primeros y de 90% para Goldwind Argentina S.A., según el contrato.

9. **Inversión y repotenciación a lo largo del ciclo de vida**. Planificamos reemplazos de componentes mayores y posibles repotenciaciones luego de 10 a 15 años, dependiendo de la tecnología, el régimen de recurso y los incentivos contractuales. En cuanto a los parques solares, evaluamos la necesidad de calibrar o reemplazar sensores meteorológicos por obsolescencia o degradación. Nuestros sistemas de control han evolucionado con la sofisticación de los algoritmos para optimizar el seguimiento solar, mejorar la estabilidad del voltaje de suministro y reforzar las funciones de seguridad.

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

Nuestro Modelo de Negocios



- "DFI-Grade Ready to Build" se refiere a los estándares de "listo para construir" de las instituciones financieras de desarrollo (DFI, por sus siglas en inglés), que suelen ser de los más estrictos en los proyectos de generación eléctrica en cuanto a requisitos ambientales, de permisos y de contratación.
- "FID" (Final Investment Decision) se refiere a la Decisión Final de Inversión, una etapa crítica del proyecto en la que la dirección o el directorio de una empresa aprueba formalmente la ejecución del proyecto, una vez que se ha completado la debida diligencia financiera, técnica y legal suficiente para justificar un compromiso significativo de capital, marcando el paso de las fases de planificación y diseño a la ejecución y construcción a gran escala.
- "NTP" (Notice to Proceed) se refiere a la Notificación de Inicio, una instrucción formal y escrita del patrocinador del proyecto al contratista que autoriza oficialmente al contratista a comenzar los trabajos del proyecto.
- "COD" (Commercial Operation Date) se refiere a la Fecha de Operación Comercial, es decir, la fecha oficial en la que un activo de generación eléctrica comienza a producir energía y entregarla a la red, marcando el momento en que se declara totalmente operativo y ha cumplido con todos los requisitos contractuales, de rendimiento y de pruebas.
- "O&M" (Operations and Maintenance) se refiere a las actividades de Operación y Mantenimiento del activo una vez que se encuentra en funcionamiento.

Modelo de ingresos. Nuestros ingresos están predominantemente contratados, denominados en dólares estadounidenses y con una duración de largo plazo:

- ***PPAs con CAMMESA (RenovAr/Resolución 202/GENREN).*** Estos contratos de compraventa de energía (PPAs, por sus siglas en inglés) suelen tener plazos de entre 15 y 20 años, están denominados en dólares estadounidenses y, en el caso de los adjudicados bajo los programas RenovAr/Resolución 202, cuentan con garantías de pago y terminación otorgadas por el FODER, y en algunos casos con mecanismos de respaldo del Banco Mundial respecto de ciertas obligaciones soberanas, características específicamente diseñadas para mitigar el riesgo de pago y de terminación para acreedores y patrocinadores.
- ***PPAs privados (MATER)***. Los contratos de suministro con clientes corporativos e industriales en el marco del MATER están denominados en dólares estadounidenses, con capacidad de interconexión de transmisión asignada en procesos trimestrales regidos por la Resolución 281-E/2017 y actualizados por la N° Resolución 360/2023, que incluyen opciones vinculadas a expansiones de transmisión y reglas de desempate revisadas en corredores con restricciones.

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

- ***Remuneración térmica***. Nuestra cartera térmica se remunera principalmente por disponibilidad (pagos por capacidad) bajo el Marco de Remuneración Base de Energía y los contratos adjudicados en la licitación de la N° Resolución 21, diseñados para incorporar capacidad de respuesta rápida al sistema y atender necesidades de pico y confiabilidad.

La siguiente tabla proporciona una descripción general de nuestros activos operativos y los respectivos marcos contractuales.

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

Sitio	Unidad de generación	Tecnología	COD (1)	Capacidad instalada bruta (MW)	Precio de la energía(2) (6)	Marco PPA(3)	Caducidad de PPA(6)
Rawson	Rawson I	Eólico	Enero 2012	52,50	60	MATER	—
	Rawson II	Eólico	Enero 2012	31,15	60	MATER	—
	Rawson III	Eólico	Diciembre 2017	25,05	60	MATER	—
Trelew(7)	Trelew	Eólico	Agosto 2013	51,00	127	GENREN	2028
Madryn	Madryn I	Eólico	Noviembre 2018	71,10	76	Resolución 202	2038
	Madryn II	Eólico	Septiembre 2019	151,20	76	Resolución 202	2039
Villalonga	Villalonga I	Eólico	Diciembre 2018	51,75	55	RenovAr	2038
	Villalonga II	Eólico	Febrero 2019	3,45	60	MATER	—
Pomona	Pomona I	Eólico	Julio 2019	101,40	55	RenovAr	2039
	Pomona II	Eólico	Agosto 2019	11,70	60	MATER	—
Chubut Norte	Chubut Norte I	Eólico	Diciembre 2018	28,80	66	RenovAr	2038
	Chubut Norte II	Eólico	Marzo 2021	26,28	60	MATER	—
	Chubut Norte III(4)	Eólico	Febrero 2021	57,66	39	RenovAr	2041
	Chubut Norte IV(5)	Eólico	Febrero 2021	83,22	39	RenovAr	2041
Necochea	Necochea(4)	Eólico	Febrero 2020	37,95	56	RenovAr	2040
La Elbita	La Elbita I	Eólico	Octubre 2024	103,50	60	MATER	—
	La Elbita II	Eólico	Octubre 2024	36,50	60	MATER	—
	La Elbita III	Eólico	Octubre 2024	22,00	60	MATER	—
Ullum	Ullum 1	Solar	Diciembre 2018	25,00	54	RenovAr	2038
	Ullum 2	Solar	Diciembre 2018	25,00	55	RenovAr	2038
	Ullum 3	Solar	Diciembre 2018	32,00	58	RenovAr	2038
Sierras de Ullum	Sierras de Ullum	Solar	Marzo 2023	78,00	60	MATER	—
Tocota	Tocota III	Solar	Febrero 2024	60,00	60	MATER	—
Malargüe	Malargüe I	Solar	Enero 2025	90,00	60	MATER	—
Anchoris	Anchoris	Solar	Agosto 2025	180,00	60	MATER	—

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

Sitio	Unidad de generación	Tecnología	COD (1)	Capacidad instalada bruta (MW)	Precio de la energía(2) (6)	Marco PPA(3)	Caducidad de PPA(6)
San Rafael	San Rafael	Solar	Diciembre 2025 y Febrero 2026	150,00	60	MATER	—
Cruz Alta	Cruz Alta	Térmico(9)	Junio de 2003	245,00	-	Resolución 400/2025	—
Bragado	Bragado II	Térmico(9)	Febrero 2017	59,00	25.000	Resolución 21	2027
	Bragado III	Térmico(9)	Mayo 2017	59,00	19.000	Resolución 21	2027

_____

(1) Fecha de operación comercial de toda la capacidad instalada de la unidad de generación. Los proyectos MATER han tenido autorizaciones parciales de operación comercial. La fecha en la tabla indica el último COD.

(2) Precios expresados en dólares estadounidenses: para (i) energía térmica: mensual por MW de capacidad instalada, y (ii) energía renovable: en MW/hora para la electricidad efectivamente despachada. El factor de ajuste anual no se incluye para los PPA otorgados bajo el programa RenovAr y la Resolución 202. Para las instalaciones bajo el marco MATER, el portafolio de energía vendida a clientes privados alcanza un precio promedio de alrededor de US$60/MWh.

(3) CAMMESA es el comprador bajo los PPA de RenovAr, GENREN, Resolución 202, Resolución 220 y Resolución 21. Varios grandes usuarios industriales son compradores privados en el marco de MATER.

(4) Nuestra participación accionaria es del 51%.

(5) Nuestra participación accionaria es del 50%.

(6) La energía vendida a compradores privados bajo el marco de MATER proviene de múltiples instalaciones, incluidas Rawson I, II y III, Villalonga II, Pomona II, Chubut Norte II, Sierras de Ullum, Tocota III, La Elbita, Malargüe I y Anchoris. No proporcionamos una descripción detallada de estos acuerdos, ya que los términos y condiciones de los PPA pueden variar significativamente. A 31 de diciembre de 2025, el plazo medio ponderado restante de nuestros PPA con compradores privados era de 6 años.

(7) En el Parque Eólico de Trelew, la Compañía implementó un plan de mejoramiento entre 2024 y 2025, que incluye la instalación de tres turbinas de Goldwind.

(8) El 24 de diciembre de 2025, el proyecto solar San Rafael alcanzó la operación comercial para 141,7 MW de capacidad instalada, seguido de 8,3 MW adicionales el 4 de febrero de 2026, para un total de 150 MW de su capacidad total de 180 MW.

(9) Térmico se refiere al pico de turbinas energizadas mediante gas o gasoil.

Perfil de costos y márgenes. Apuntamos a plataformas estandarizadas para reducir el EPC por MW, negociamos acuerdos marco multiproyecto con fabricantes de equipos originales para disminuir los costos de obras complementarias ("BoP") y de logística, e implementamos programas centralizados de repuestos para reducir el costo de operación y mantenimiento por MWh. El perfil de disponibilidad respaldado por nuestro CECO y los Acuerdos de Nivel de Servicio contribuyen a mantener márgenes brutos y márgenes de EBITDA ajustado-elevados, típicos de los generadores independientes de energía con contratos de largo plazo. Evaluamos continuamente el contenido local y los insumos denominados en pesos argentinos para mitigar descalces cambiarios en gastos operativos y de capital.

Gestión de riesgos. Nuestro marco de gestión de riesgos aborda: (i) el riesgo de construcción mediante daños liquidados en contratos EPC/OEM, cartas de crédito, garantías y presupuestos de contingencia; (ii) el riesgo de contraparte o soberano mediante las estructuras del FODER y del Banco Mundial (cuando corresponda) y la diversificación entre CAMMESA y clientes privados; (iii) el riesgo de restricción de despacho ("curtailment") mediante la capacidad de interconexión de transmisión y una estrategia de ubicación adecuada; (iv) el riesgo cambiario y de tasa de interés mediante coberturas naturales y alineación financiera; (v) los riesgos de salud, seguridad y medio ambiente ("HSE", por sus siglas en inglés) y

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

riesgos ambientales abordados mediante un sistema de gestión ambiental y social alineado con los estándares de la CFI; y (vi) casos de fuerza mayor mediante seguros habituales (daños a la propiedad, falla de maquinaria e interrupción de negocios).

Capital humano y cultura. Nuestros equipos de desarrollo, ingeniería, construcción y operación cuentan con una amplia experiencia en el sector energético argentino. Mantenemos programas sólidos de HSE y supervisión de contratistas, e integramos consideraciones ambientales, sociales y de gobernanza ("ESG", por sus siglas en inglés) en todas las fases — desde la selección del sitio hasta la operación— en coherencia con los requisitos de las DFIs y las agencias de crédito a la exportación.

Nuestra combinación de ingresos por ventas

	Correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2025	***2024***	***2023***
		(en millones de Pesos) (1)	
Ingresos por la generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	320.054	211.981	69.336
Como % del total	69%	73%	72%
Ingresos por la generación de energía eléctrica de fuentes solares renovables	77.242	28.817	7.683
Como % del total	17%	10%	8%
Ingresos por la generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	60.346	43.490	15.195
Como % del total	13%	15%	16%
Ingresos por la comercialización y transporte de gas natural	5.225	4.262	2.564
Como % del total	1%	1%	3%
Otros ingresos(2)	3.264	3.676	1.144
Como % del total	1%	1%	1%
Total	466.131	292.226	95.922

(1) No incluye los ingresos de los Negocios Conjuntos.

(2) Comprende principalmente los servicios de back-office prestados a nuestros Negocios Conjuntos.

Nuestra base de ingresos por ventas estable y en crecimiento refleja la expansión continua de nuestra plataforma de generación renovable y la creciente contribución tanto de nuestros activos consolidados como de nuestras empresas conjuntas. Respaldados por PPA de largo plazo, denominados predominantemente en dólares estadounidenses, y por la puesta en operación progresiva de nuevos proyectos eólicos y solares, nuestros ingresos han demostrado un crecimiento trimestral interanual constante.

Por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025, nuestros ingresos consolidados fueron de Ps. 86.302 millones, en comparación con Ps. 59.393 millones para el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2024.

Por el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2025, nuestros ingresos consolidados fueron de Ps. 193.793 millones, en comparación con Ps. 122.302 millones para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2024.

Por el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2025, nuestros ingresos consolidados fueron de ps. 322.993 millones, en comparación con Ps. 198.430 millones para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2024.

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

Para los períodos de tres, seis y nueve meses finalizados el 31 de marzo, 30 de junio y 30 de septiembre de 2025, respectivamente, los ingresos de nuestros negocios conjuntos fueron de Ps. 10.036 millones, Ps. 22.647 millones y Ps. 35.627 millones, respectivamente, en comparación con Ps. 8.437 millones, Ps. 17.386 millones y Ps. 26.965 millones para los mismos períodos de 2024.

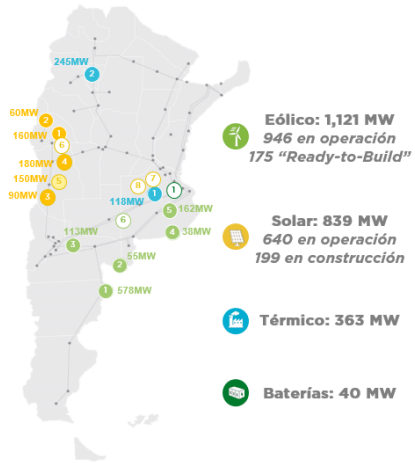
Esta trayectoria subraya la resiliencia y la escalabilidad de nuestro modelo de negocio, impulsado por una alta disponibilidad de los activos, elevados factores de capacidad y el desarrollo disciplinado de nuestro portafolio de energías renovables.

No controlamos los negocios conjuntos no consolidados. Los ingresos provenientes de nuestras empresas conjuntas correspondientes a los períodos de tres, seis y nueve meses finalizados el 31 de marzo, el 30 de junio y el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente, se derivan de nuestros estados financieros consolidados intermedios no auditados a dichas fechas, que no se incluyen en este Prospecto. Los ingresos provenientes de nuestras empresas conjuntas para los períodos de tres meses finalizados el 30 de junio y el 30 de septiembre de 2025 y 2024, respectivamente, se derivaron de nuestros registros contables. Sin embargo, consideramos que presentar los ingresos de nuestras empresas conjuntas, que se contabilizan bajo el método de la participación, proporciona a los inversionistas información adicional para comprender mejor el desempeño de los negocios conjuntos que operamos.

Nuestros activos de cartera

El mapa y el gráfico a continuación muestran la ubicación y cierta información sobre nuestros activos:

Nuestra huella de activos y proyectos listos para construir (MW de capacidad instalada bruta)



Activos Operativos	Capacidad Instalada (MW)	Inicio Operaciones
Eólico		
1 Rawson I & II	84	Ene-12
1 Rawson III	25	Dic-17
1 Trelew	51	Ago-13
1 Madryn I & II	222	Nov-18/Sep-19
1 Chubut Norte I	29	Dic-18
1 Chubut Norte II	26	Mar-21
1 Chubut Norte III & IV	141	Feb-21
2 Villalonga I	52	Dic-18
2 Villalonga II	3	Feb-19
3 Pomona I	101	Jul-19
3 Pomona II	12	Ago-19
4 Necochea	38	Feb-20
5 La Elbita	162	Oct-24
6 Hucalito	175	2028E

Activos Operativos	Capacidad Instalada (MW)	Inicio Operaciones
Solar		
1 Ullum I, II, III	82	Dic-18
1 Sierras de Ullum	78	Mar-23
2 Tocota III	60	Feb-24
3 Malargüe I	90	Ene-25
4 Anchoris	180	Ago-25
5 San Rafael	180	2T 2026E
6 San Juan Sur	129	2T 2026E
7 Junin	20	2T 2026E
8 Lincoln	20	2T 2026E
Térmico		
1 Bragado II & III	118	Feb-17/May-17
2 Cruz Alta	245	Ene-02/Feb-03
Baterías		
1 Maschwitz	40	1T 2027E

○ En construcción o "Ready-to-Build"

– – Los proyectos bajo la linea punteada están "Ready-to-Build"

La capacidad total instalada por tecnología que se muestra a la derecha del mapa de Argentina incluye proyectos actualmente en construcción y listos para construir, los cuales se presentan en el mapa con relleno blanco. La línea discontinua en la tabla separa los proyectos en operación y en construcción de los proyectos listos para construir para cada tecnología (excepto para BESS, que solo tiene un proyecto actualmente listo para construir).La capacidad instalada operativa de los activos solares incluye 150 MW correspondientes al proyecto solar San Rafael.El 24 de diciembre de 2025, el proyecto solar San Rafael alcanzó la operación comercial para 141,7 MW de capacidad instalada, seguido por 8,3 MW adicionales el 4 de febrero de 2026, alcanzando así 150 MW de su capacidad total de 180 MW. Necochea, Chubut Norte III y Chubut Norte IV son empresas conjuntas (negocios conjuntos) en las que poseemos 50 %, 51 % y 51 %, respectivamente.

Nuestra filosofía de desarrollo es originar proyectos posibles de ser financiados y llevarlos a su COD en tiempo y dentro del presupuesto, alineando la selección tecnológica, la interconexión y las estructuras de venta de energía con las realidades del recurso y de la red. Dentro del régimen MATER, incorporamos la capacidad de interconexión de transmisión y la estrategia de desempate en la selección y secuenciación de nodos. Los proyectos solares en construcción reflejan esta filosofía: cada uno está diseñado en función de la capacidad de interconexión de transmisión disponible y prevista, y de la demanda privada de energía, con un cronograma de construcción alineado a los hitos de la cadena de suministro y de interconexión.

Nuestra cartera de proyectos y el pipeline de desarrollo se clasifican de la siguiente manera:

• **Activos en operación:** Proyectos que han alcanzado su COD a la fecha de este Prospecto.

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

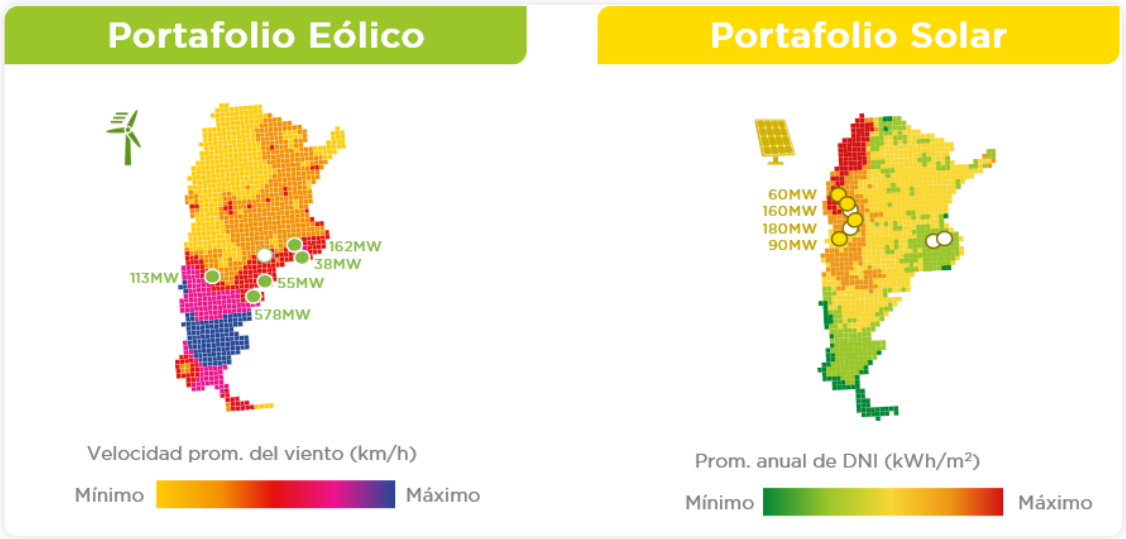
• **Activos en construcción:** Proyectos que ya cuentan con todos los permisos y el financiamiento necesarios y se encuentran actualmente en fase de construcción.

• **Activos listos para construir:** Proyectos que han obtenido todos los permisos requeridos, cuentan con diseño final, capacidad de interconexión de transmisión asegurada, se encuentran en etapas avanzadas de negociación de financiamiento y están plenamente preparados para iniciar la construcción física, pendiente de la aprobación formal del Directorio.

• **Activos en desarrollo:** Proyectos en distintas etapas de desarrollo que se espera alcancen la decisión final de inversión (FID) dentro de los próximos 13 a 24 meses desde la fecha de este Prospecto, sujetos a la obtención de capacidad de interconexión de transmisión y/o nuestra visibilidad de financiamiento.

La ejecución y finalización de nuestra cartera de proyectos depende de diversos factores, algunos de los cuales están fuera de nuestro control. Estos factores incluyen la obtención y finalización de permisos, la consecución de financiamiento, la capacidad de interconexión de transmisión, la obtención de derechos sobre la tierra y las aprobaciones internas, entre otros.

Nuestra cartera estratégicamente ubicada



* *Los puntos verdes representan la geolocalización aproximada de nuestros centros de parques eólicos y los puntos amarillos representan la geolocalización aproximada de nuestros centros de parques solares, con puntos blancos que indican proyectos en construcción y listos para construir*

Las siguientes tablas resumen nuestros activos operativos y/o proyectos en construcción por tecnología de generación a la fecha de este Prospecto.

A. Activos operativos: eólicos

Unidad de generación	Provincia	COD(1)	Capacidad instalada bruta (MW)	Marco PPA	PPA Vida Restante (3)
Rawson I	Chubut	Enero 2012	52,50	MATER(2)	6 años
Rawson II	Chubut	Enero 2012	31,15	MATER(2)	6 años
Rawson III	Chubut	Diciembre 2017	25,05	MATER	6 años
Trelew(3)	Chubut	Agosto 2013	51,00	GENREN	3 años
Madryn I	Chubut	Noviembre 2018	71,10	Resolución 202	13 años
Madryn II	Chubut	Septiembre 2019	151,20	Resolución 202	14 años
Villalonga I	Buenos Aires	Diciembre 2018	51,75	RenovAr	13 años
Villalonga II	Buenos Aires	Febrero 2019	3,45	MATER	6 años
Pomona I	Río Negro	Julio 2019	101,40	RenovAr	14 años
Pomona II	Río Negro	Agosto 2019	11,70	MATER	6 años
Chubut Norte I	Chubut	Diciembre 2018	28,80	RenovAr	13 años
Chubut Norte II	Chubut	Marcg 2021	26,28	MATER	6 años
Chubut Norte III(4)	Chubut	Febrero 2021	57,66	RenovAr	15 años
Chubut Norte IV(4)	Chubut	Febrero 2021	83,22	RenovAr	15 años
Necochea(4)	Buenos Aires	Febrero 2020	37,95	RenovAr	14 años
La Elbita I	Buenos Aires	Octubre 2024	103,50	MATER	6 años
La Elbita II	Buenos Aires	Octubre 2024	36,50	MATER	6 años
La Elbita III	Buenos Aires	Octubre 2024	22,00	MATER	6 años
Total			946,21		

(1) Fecha de operación comercial de toda la capacidad instalada de la unidad de generación. Los proyectos MATER han tenido autorizaciones parciales de operación comercial. La fecha en la tabla indica el último COD.

(2) Tras la finalización de sus contratos de energía con CAMMESA, Rawson I y II migraron al programa MATER el 1 de octubre de 2025 y el 1 de mayo de 2025, respectivamente.

(3) En el parque eólico Trelew, la Sociedad implementó un plan de mejora entre 2024 y 2025, que incluyó la instalación de tres nuevos aerogeneradores Goldwind.

(4) Nuestra participación accionaria en Chubut Norte III y Chubut Norte IV es del 51%, y en Necochea es del 50%.

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

(5) La energía vendida a usuarios privados bajo el régimen MATER se abastece desde múltiples instalaciones, con contratos de compraventa de energía (PPAs) que tienen un plazo remanente promedio ponderado de seis años, a partir del 31 de diciembre de 2025.

B. Activos operativos: energía solar

Unidad de generación	Provincia	COD(1)	Capacidad instalada bruta (MW)	Marco PPA	PPA Vida Restante (2)
Ullum I	San Juan	Diciembre 2018	25,00	RenovAr	13 años
Ullum II	San Juan	Diciembre 2018	25,00	RenovAr	13 años
Ullum III	San Juan	Diciembre 2018	32,00	RenovAr	13 años
Sierras de Ullum	San Juan	Marzo 2023	78,00	MATER	6 años
Tocota III	San Juan	Febrero 2024	60,00	MATER	6 años
Malargüe I	Mendoza	Enero 2025	90,00	MATER	6 años
Anchoris	Mendoza	Agosto 2025	180,00	MATER	6 años
San Rafael	Mendoza	Febrero 2026	150,00	MATER	6 años.
Total			640,00		

(1) Fecha de operación comercial de toda la capacidad instalada de la unidad de generación. Los proyectos MATER han tenido autorizaciones parciales de operación comercial. La fecha en la tabla indica el último COD.

(2) La energía vendida a compradores privados bajo el régimen MATER proviene de múltiples instalaciones, con PPA que tenían un plazo restante promedio ponderado de seis años al 31 de diciembre de 2025.

(3) El 24 de diciembre de 2025, el proyecto solar San Rafael alcanzó la operación comercial para 141,7 MW de capacidad instalada, seguido por 8,3 MW adicionales el 4 de febrero de 2026, alcanzando así 150 MW de su capacidad total de 180 MW.

C. Activos operativos: térmicos

Unidad de generación	Provincia	COD(1)	Capacidad instalada bruta (MW)	Marco PPA	Vida restante de PPA
Cruz Alta	Tucumán	Junio de 2003	245,00	Res. 400/2025	—
Bragado II	Buenos Aires	Febrero 2017	59,00	Resolución 21	1 año
Bragado III	Buenos Aires	Mayo 2017	59,00	Resolución 21	1 año
Total			363,00		

(1) Fecha de operación comercial de toda la capacidad instalada de la unidad de generación. La fecha en la tabla indica el último COD.

(2) El proyecto solar San Rafael ya había puesto en operación 141,7 MW de un total de 180 MW a fines de diciembre de 2025.

Estas unidades térmicas operan como unidades de pico, proporcionando servicios de remuneración y equilibrio basados en la disponibilidad que complementan la creciente penetración de las energías renovables intermitentes. Su ubicación

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

cerca de los centros de demanda mejora la confiabilidad del sistema y mitiga la volatilidad volumétrica en nuestra cartera.

D. Proyectos en Construcción

Unidad de generación	Tecnología	Provincia	COD estimado(1)	Capacidad instalada bruta (MW)	Marco PPA
San Rafael(2)	Solar	Mendoza	Segundo trimestre de 2026	30,00	MATER
San Juan Sur	Solar	San Juan	Segundo trimestre de 2026	129,20	MATER
Junín	Solar	Buenos Aires	Segundo trimestre de 2026	20,00	RenMDI
Lincoln	Solar	Buenos Aires	Segundo trimestre de 2026	20,00	RenMDI
Maschwitz	BESS	Buenos Aires	Primer trimestre de 2027	40,00	AlmaGBA
Total				239,20	

(1) Se refiere a la fecha estimada de operación comercial de toda la capacidad instalada de la unidad de generación.

(2) El 24 de diciembre de 2025, el proyecto solar San Rafael alcanzó la operación comercial para 141,7 MW de capacidad instalada, seguido por 8,3 MW adicionales el 4 de febrero de 2026, alcanzando así 150 MW de su capacidad total de 180 MW.

- *San Rafael:* Un parque solar de 180 MW ubicado en la Provincia de Mendoza, contratado bajo el marco MATER y que se espera que alcance la operación comercial total en el segundo trimestre de 2026. En diciembre de 2025, el proyecto solar de San Rafael alcanzó exitosamente la operación comercial por 141,7 MW de la capacidad instalada, seguido por 8,3 MW el 4 de febrero de 2026, por un total de 150 MW como parte de una capacidad total de 180 MW. Nuestros proveedores de equipos son Jinko, Trina y Huawei, con un gasto de capital estimado para este proyecto de US$ 180 millones. Según nuestras estimaciones, que se basan tanto en nuestros estudios eólicos internos como en evaluaciones técnicas independientes, creemos que el rendimiento energético estimado de San Rafael será de alrededor de 542,8 GWh (P50 para 20 años).

- *San Juan Sur*: Un parque solar de 129,2 MW en la Provincia de San Juan, también contratado bajo el marco MATER y que se espera que alcance la operación comercial en el segundo trimestre de 2026. Los proveedores de equipos incluyen Jinko, Trina y Huawei, con un gasto de capital estimado para este proyecto de US $ 110 millones. Con base en nuestras estimaciones, que se basan tanto en nuestros estudios eólicos internos como en evaluaciones técnicas independientes, creemos que el rendimiento energético estimado de San Juan Sur será de alrededor de 368,3 GWh (P50 para 20 años).

- *Junín y Lincoln:* Dos parques solares de pequeña escala de 20 MW cada uno, ubicados en la Provincia de Buenos Aires y adjudicados bajo el marco de RenMDI. Ambos proyectos se contratan a través de PPA a 15 años con CAMMESA y se espera que alcancen la operación comercial en el segundo trimestre de 2026. El gasto de capital estimado para los dos proyectos solares es de 40 millones de dólares. Con base en nuestras estimaciones, que se basan tanto en nuestros estudios eólicos internos como en evaluaciones técnicas independientes, creemos que el rendimiento energético estimado de Lincoln y Junín será de alrededor de 104,3 GWh (P50 para 20 años).

- *Maschwitz:* Nuestro primer proyecto BESS, con una capacidad de 40 MW, ubicado en la Provincia de Buenos Aires. Este proyecto fue adjudicado bajo el marco de AlmaGBA y se beneficia de un PPA de 15 años con garantías de

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

pago de Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A ("Edenor") y CAMMESA. A la fecha de este Prospecto, la inversión preliminar con respecto a este proyecto es de aproximadamente US$35 millones, con una capacidad de descarga comprometida de 160 MWh.

E. Proyectos listos para construir

Instalación	Tecnología	Provincia	COD	Capacidad instalada (MW)	Marco PPA
Hucalito	Eólico	La Pampa	2028	175,00	MATER
Total				175,00	

- *Hucalito:* Un parque eólico terrestre de 175 MW en la Provincia de La Pampa, que se contratará bajo el marco del MATER y se espera que alcance la operación comercial en 2028. A la fecha de este Prospecto, este proyecto de parque eólico ya había asegurado 150 MW de capacidad de interconexión de transmisión. La inversión estimada con respecto a este proyecto es de US$210 millones, con un rendimiento energético estimado de 716,7 GWh (P50 para 20 años). Este proyecto aún está sujeto a la aprobación de nuestra Junta Directiva para continuar, y la cifra de inversión estimada está sujeta a cambios hasta que se defina la tecnología y se comience a construir el proyecto.

Nuestras ventajas competitivas

Plataforma líder en energías renovables en Argentina con un historial comprobado

Somos el mayor generador independiente de energía enfocado en fuentes renovables en Argentina, medido por capacidad instalada en energía eólica y solar según CAMMESA al 31 de diciembre de 2025.A la fecha de este Prospecto, contamos con aproximadamente 1,6 GW de capacidad de energía renovable en operación, incluyendo nuestro activo más reciente en alcanzar la operación parcial comercial, San Rafael. Además, contamos con más de 239 MW de capacidad actualmente en construcción (proyectos San Rafael, San Juan Sur, Lincoln, Junín y BESS Maschwitz) así como otro de 175 MW de capacidad de generación que se encuentra listo para construir (proyecto Hucalito). Hemos participado activamente en todos los programas relevantes lanzados por el gobierno argentino vinculados a proyectos de energía renovable no convencional, desde la primera licitación bajo el programa GENREN (Decreto 562/2009) hasta las licitaciones MATER que se celebran trimestralmente, reflejando nuestro liderazgo en la transición energética del país. En 2016, nuestros ingresos consolidados totalizaron US$ 117,2 millones, de los cuales los ingresos provenientes de fuentes renovables, compuestos exclusivamente por generación eólica, representaron el 28 %, es decir, US$ 32,7 millones. Los ingresos provenientes de fuentes convencionales representaron el saldo restante de US$ 84,5 millones. Desde 2017, hemos invertido más de US$1.700 millones para transformar a Genneia de un pequeño generador térmico en el líder indiscutido en energías renovables de Argentina, entregando la mayoría de los proyectos en tiempo y dentro del presupuesto, y escalando nuestra plataforma mediante una asignación de capital disciplinada y excelencia técnica. Nuestro modelo de crecimiento ha demostrado resiliencia y adaptabilidad a través de múltiples ciclos de volatilidad sectorial y desafíos macroeconómicos. Nos consolidamos como líderes mediante un modelo de desarrollo integrado, que aprovecha la originación propia de proyectos, capacidades avanzadas de gestión de construcción y una operación de activos a largo plazo.

Argentina: fundamentos altamente atractivos para las energías renovables

Argentina ofrece una combinación única de baja penetración de fuentes renovables y recursos eólicos y solares de clase mundial, que otorgan al país los factores de capacidad promedio ponderados más altos del mundo para ambas tecnologías, según el Energy Institute's 2025 Statistical Review of World Energy. Los márgenes de reserva reducidos, junto con una fuerte demanda impulsada por la expansión industrial y la electrificación de la minería y del sector de petróleo y gas, respaldan un crecimiento adicional significativo de las energías renovables. Las tecnologías eólica y solar presentan los costos nivelados de energía (LCOE) más bajos a nivel global y local, conforme al estudio Lazard's LCOE+ (junio 2025) y datos de la Secretaría de Energía. La cartera de Genneia está estratégicamente posicionada para aprovechar esta oportunidad, con una presencia premium en seis provincias, incluyendo el corredor eólico de la Patagonia y el cluster solar Cuyo/NOA. Nuestros parques podrían alcanzar factores de carga P50 en el rango del 39% al 54%, mientras que nuestros proyectos solares se ubican en regiones con algunos de los niveles más altos de irradiancia normal directa (DNI) del mundo. Esta ventaja de recurso, junto con nuestra capacidad comprobada para asegurar interconexión a la red, respalda economías

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

unitarias superiores y sólidas perspectivas de crecimiento.

Modelo de negocio altamente predecible con flujos denominados predominantemente en dólares estadounidenses

Nuestro modelo de negocio se sustenta en PPAs de largo plazo denominados en dólares estadounidenses, que brindan flujos de fondos estables y predecibles con exposición mercantil mínima. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, aproximadamente el 97% de nuestros ingresos están denominados en dólares estadounidenses, y aproximadamente el 94% de nuestros ingresos están vinculados a PPAs, con una vida útil remanente promedio ponderada de aproximadamente 10 años. Nuestro portafolio está equilibrado entre contratos RenovAr de largo plazo con CAMMESA (típicamente 20 años, todos los cuales incluyen respaldo crediticio del fideicomiso FODER y tres de los cuales también incluyen garantías del Banco Mundial) y PPAs corporativos MATER (típicamente de 5 a 10 años, con grandes consumidores industriales). Nuestra estrategia de contratación bajo MATER se ve además reforzada por una base de clientes diversificada, que incluye más de 65 clientes comerciales e industriales, y un sólido perfil crediticio. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, el 72% de nuestros ingresos provino de contratos MATER, RenovAr y la Resolución 202. Los clientes bajo el marco MATER son contrapartes privadas, incluidas subsidiarias de empresas multinacionales, mientras que CAMMESA es el único offtaker para los contratos RenovAr y Resolución 202, respaldados por el crédito FODER y, en ciertos casos, garantías del Banco Mundial. Estos últimos representaron el 42% de nuestros ingresos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, y a esa fecha tenían una vida útil remanente promedio ponderada de aproximadamente 13 años, mientras que los ingresos asociados a contratos MATER representaron el 30% de nuestros ingresos en ese mismo período, con una vida remanente promedio ponderada de aproximadamente 6 años. Además, los ingresos asociados a contratos con CAMMESA que no incluyen FODER ni garantías del Banco Mundial representaron el 26 % de nuestros ingresos durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, y tenían una vida útil remanente promedio de aproximadamente 2 años a esa fecha. Otros ingresos asociados a CAMMESA bajo el marco de Energía Base, que no tiene fecha de vencimiento, representaron el 4% de nuestros ingresos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025. Los ingresos de nuestros negocios conjuntos, que operan parques eólicos, están 100% bajo contratos RenovAr, con CAMMESA como offtaker y respaldados por crédito FODER. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, los PPAs de nuestros negocios conjuntos tenían una vida remanente promedio ponderada de aproximadamente 15 años.

Plan de crecimiento definido y respaldado por estrategias de mitigación de riesgos

Genneia cuenta con un plan de crecimiento claro y ejecutable, con más de 1GW de nueva capacidad de generación y almacenamiento asegurada para interconexión, y se espera que alcancen la operación comercial o adopten la decisión final de inversión dentro de los próximos 24 meses de nuestro pipeline, a la fecha de este Prospecto. Esto incluye 239 MW en construcción (proyectos San Rafael, San Juan Sur, Lincoln, Junín y BESS Maschwitz), 175 MW listos para construir (proyecto Hucalito) y 704 MW en desarrollo (proyectos Mendoza Sur y Catamarca). Esperamos que la mayoría de los proyectos en construcción alcancen COD durante 2026, y esperamos que nuestro proyecto de almacenamiento BESS Maschwitz se espera que entre en operación hacia el primer trimestre de 2027. Nuestro plan base de inversiones contempla de 250–300 MW de nueva capacidad por año, dentro de nuestra actual estructura de capital y niveles de apalancamiento actuales

Nuestro plan de crecimientoes flexible, permitiendo acelerar o postergar proyectos según las condiciones del mercado, la evolución regulatoria y la disponibilidad de capital.

Asignación de capital efectiva con disciplina financiera

Nuestro marco de asignación de capital se rige por una disciplina rigurosa de flujo de caja descontado (“DCF”, por sus siglas en inglés), priorización de proyectos por TIR y secuenciación basada en interconexión. Evaluamos cada proyecto según la calidad del recurso, costo y plazos de interconexión, plazo y crédito del PPA, complejidad del CAPEX y su encaje en la cartera. Mantenemos una estructura de financiamiento prudente, combinando DFIs, ECAs, bonos locales e internacionales y deuda a nivel de proyecto para optimizar el costo de capital. Nuestro historial como Emisor Frecuente de Financiamiento verde en los mercados locales e internacionales nos otorga acceso comprobado a capital, mientras que el objetivo de apalancamiento neto consolidado de 3,0x garantiza flexibilidad y solidez del balance. Escalonamos vencimientos, mantenemos reservas de liquidez y estructuramos deuda sin recurso a nivel de proyecto cuando resulta óptimo, apoyando una gestión disciplinada del endeudamiento y del crecimiento. En los últimos diez años hemos expandido nuestra base de capacidad instalada manteniendo nuestro objetivo de apalancamiento consolidado.

Equipo directivo experimentado y protagonista del salto renovable en Argentina durante la última década

El equipo directivo senior de Genneia cuenta con una profunda experiencia en el sector y un historial pionero en la adopción y desarrollo de los marcos de energía renovable en evolución en Argentina. Nuestro equipo de liderazgo tiene más de 18 años de experiencia en el mercado eléctrico argentino, con trayectorias que abarcan desarrollo térmico y renovable, financiamiento de proyectos y gestión regulatoria. Tenemos un historial de entrega de proyectos a tiempo y dentro del presupuesto, operamos eficientemente bajo condiciones desafiantes y mantenemos sólidos estándares de gobernanza y

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

cumplimiento. Nuestro Directorio y accionistas han brindado apoyo de capital y continuidad a través de múltiples ciclos de construcción, asegurando alineación con las mejores prácticas ESG y de relacionamiento con los grupos de interés.

Nuestra estrategia

La estrategia de crecimiento de Genneia se basa en un enfoque disciplinado y de múltiples pilares que aprovecha nuestro liderazgo de mercado, experiencia técnica y fortaleza financiera para lograr una expansión sostenida y generadora de valor en el sector de energías renovables de Argentina. Nuestro plan se estructura sobre los siguientes pilares estratégicos, cada uno diseñado para reforzar nuestras ventajas competitivas y posicionar a la Compañía para un crecimiento sostenible a largo plazo en un entorno de mercado dinámico:

Crecimiento disciplinado y asignación de capital

Nuestro enfoque de crecimiento se apoya en un marco riguroso y basado en datos para la asignación de capital, que prioriza la creación de valor y la mitigación de riesgos en cada etapa del ciclo de vida del proyecto. Apuntamos al desarrollo de 250 a 300 MW por año de nueva capacidad eólica y/o solar, un ritmo respaldado por nuestra estructura de capital actual, niveles de apalancamiento y relaciones de financiamiento diversificadas. Este ritmo de desarrollo podrá acelerarse en función de la disponibilidad de financiamiento adicional.

Cada decisión de inversión se rige por una estricta DCF, evaluando y secuenciando los proyectos según un conjunto integral de criterios: calidad del recurso, costo y plazos de interconexión, duración y solidez crediticia del PPA, complejidad del gasto de capital y coherencia con la cartera global.

Nuestro plan de financiamiento es intencionalmente diversificado, combinando DFIs, ECAs, bonos locales e internacionales y deuda a nivel de proyecto. Nuestro Régimen de Emisor Frecuente y nuestro sólido historial en financiamiento verde nos brindan un acceso comprobado al capital, mientras que nuestra gestión prudente de las obligaciones financieras —escalonando vencimientos, manteniendo reservas de liquidez y estructurando deuda sin recurso a nivel de proyecto cuando resulta óptimo— sustenta un crecimiento disciplinado y minimiza el riesgo de refinanciamiento.

Calidad de contratación y enfoque de mercado

Un pilar central de nuestra estrategia es la búsqueda sistemática de PPAs de alta calidad, a largo plazo y denominados en dólares estadounidenses, con una base diversificada de clientes industriales, mineros y de petróleo y gas bajo el marco MATER, así como contratos de suministro de energía con CAMMESA. Asimismo, nos estamos enfocando en ser un participante activo en el desarrollo de centros de datos en la Argentina, mediante el suministro de energía limpia y confiable a dichas instalaciones. En octubre de 2025, la Sociedad suscribió un memorando de entendimiento con Sur Energy LLC para suministrar energía renovable a Stargate Argentina, un proyecto de centro de datos de hiperescala anunciado conjuntamente por Sur Energy y OpenAI, destinado a posicionar a la Argentina como un hub regional de infraestructura de inteligencia artificial y computación de alto rendimiento. A través de esta colaboración, Genneia está evaluando la forma más eficaz de apoyar el desarrollo de este proyecto estratégico impulsado por la tecnología, que promueve la innovación y la sostenibilidad a escala nacional.

Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, los ingresos vinculados a CAMMESA representaron el 68% de nuestra base de ingresos, de los cuales aproximadamente 42% corresponden a contratos con respaldo crediticio del fideicomiso FODER, 13 % al programa GENREN y aproximadamente 13% a remuneración térmica (Marco de Energía Base y Resolución N° 21). Nuestra arquitectura comercial bajo el marco MATER está diseñada para minimizar la exposición al mercado spot, garantizando que la gran mayoría de nuestros ingresos estén respaldados por contratos estables, predecibles y con contrapartes de alta solidez.

Hemos desarrollado una cartera crediticia robusta —incluyendo cartas de crédito y pagos anticipados de energía— para mejorar la financiación de nuestros contratos y mitigar el riesgo de contraparte. A medida que el mercado argentino continúa evolucionando, estamos bien posicionados para capturar demanda incremental de nuevos sectores, como la minería, la electrificación del petróleo y gas y el suministro de energía a centros de datos, ofreciendo soluciones integrales que combinan generación renovable con capacidad de transmisión y almacenamiento.

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

Nuestra estrategia de contratación es dinámica y prospectiva: recontratamos sistemáticamente a medida que se acercan los vencimientos, mantenemos diálogos activos con clientes actuales y potenciales, y monitoreamos continuamente las tendencias del mercado para anticipar cambios en la demanda. Para 2028, tras el vencimiento de los PPAs de Bragado II y III y de Trelew, esperamos que la mayor parte de nuestro volumen esté bajo contratos RenovAr y MATER, manteniendo una exposición al mercado spot mínima por diseño.

Inversiones estratégicas en infraestructura de transmisión para habilitar capacidad de generación

Hemos asegurado la interconexión para 1,1 GW de activos en construcción listos para construir y para algunos de nuestros activos en desarrollo. En relación con nuestro plan de crecimiento de mediano y largo plazo, un acelerador clave de nuestra expansión es la capacidad de desarrollar capacidad renovable adicional mediante inversiones estratégicas en infraestructura de transmisión, habilitadas por la Resolución Nº 360/2023 bajo el marco MATER. En Argentina, la escasez de capacidad de transmisión disponible en los corredores con mejores recursos se ha convertido en un cuello de botella crítico para el desarrollo de nuevos proyectos renovables.

La estrategia de Genneia es participar proactivamente en las subastas MATER en las que se puede obtener capacidad de interconexión de transmisión sin inversiones asociadas a proyectos no generadores, pero manteniéndose abierta estratégicamente a invertir en subestaciones, ramales cortos y otras ampliaciones de la red que incrementen la capacidad de los nodos, transformando la cartera de proyectos latente en megavatios entregables y acelerando las fechas de operación comercial de los proyectos entre 12 y 18 meses.

Estas inversiones están sujetas a los mismos objetivos rigurosos de DCF y a la misma disciplina de contingencias que nuestros proyectos de generación, y son supervisadas por nuestro equipo interno de ingeniería. Mediante la construcción selectiva de infraestructura de transmisión, podemos reservar capacidad adicional para proyectos de Genneia con uso prioritario durante cinco años, lo que crea una ventaja competitiva sólida y permite capturar valor multiproyecto en nodos estratégicos.

Este enfoque no solo acelera nuestro propio crecimiento, sino que también contribuye a la modernización y resiliencia del sistema eléctrico argentino. Un ejemplo de ello es la subestación Puerto Madryn, que construimos junto con un socio para asegurar la interconexión de nuestro parque eólico Madryn. La puesta en marcha se completó en 30 meses, alcanzando el COD final en septiembre de 2019. Esta inversión adicional en una expansión de subestación de 500 kV permitió incorporar 420 MW de capacidad para Genneia y su socio.

Liderazgo tecnológico y flexibilidad estratégica

Si bien nuestro enfoque principal continúa siendo la generación eólica y solar, Genneia mantiene su compromiso con el liderazgo tecnológico y la excelencia operativa. Estamos activamente explorando oportunidades para co-ubicar BESS junto con nuestros activos renovables, participar en licitaciones de almacenamiento y desarrollar proyectos híbridos que mejoren la flexibilidad de la red y la viabilidad financiera de los PPAs. Nuestra reciente adjudicación de 40 MW para el proyecto BESS Maschwitz en la primera licitación de BESS en Argentina demuestra nuestra capacidad para innovar y adaptarnos a las necesidades cambiantes del mercado.

Asimismo, mantenemos flexibilidad estratégica para llevar adelante adquisiciones selectivas y generadoras de valor, guiadas por criterios de DCF, cuando dichas transacciones complementan nuestro crecimiento orgánico, generan sinergias operativas o desbloquean valor estratégico —por ejemplo, mediante la consolidación de hubs eólicos, la integración de activos brownfield, o la adquisición de proyectos con PPAs atractivos o posiciones nodales estratégicas. Todas nuestras adquisiciones se someten a un proceso riguroso de evaluación de alineamiento con la cartera, retornos y riesgo, garantizando que todo crecimiento inorgánico contribuya a nuestra estrategia de largo plazo.

Excelencia en ESG y gobernanza

Nuestro crecimiento disciplinado se sustenta en estándares ESG y de gobernanza de primer nivel, en línea con los requisitos de las DFIs y ECAs. Cumplimos con los más altos estándares internacionales, incluidos los estándares de desempeño del CFI y las guías EHS del Grupo Banco Mundial, y mantenemos prácticas de gobernanza sólidas, con fuerte supervisión del Directorio, auditoría, cumplimiento y funciones legales integradas en toda la organización.

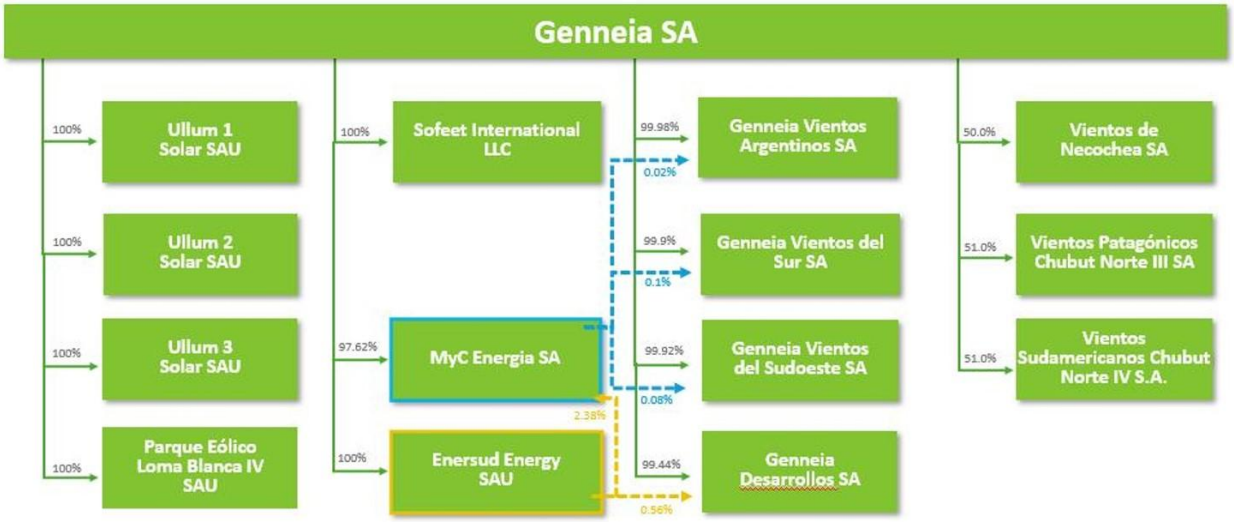
Nuestros patrocinadores han brindado apoyo de capital y continuidad a lo largo de múltiples ciclos de expansión, asegurando el alineamiento con las mejores prácticas ESG y de relacionamiento con las partes interesadas conforme a los

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

estándares del CFI. Integramos las consideraciones ESG en todas las fases del ciclo de vida de los proyectos —desde la selección del sitio y la participación comunitaria, hasta la construcción, operación y desmantelamiento—, lo que nos permite obtener apoyo recurrente de los principales prestamistas e inversionistas internacionales, y ejecutar proyectos bancables y sostenibles.

Nuestra estructura corporativa

El siguiente diagrama muestra nuestras principales subsidiarias y Negocios Conjuntos a la fecha de este Prospecto:



Los parques eólicos y solares Rawson I y II, Rawson III, Madryn I, Madryn II, Pomona II, Villalonga II, Chubut Norte II, Sierras de Ullum, Tocota III, Anchoris, Malargüe y La Elbita, así como las centrales térmicas Bragado II y Bragado III, son propiedad directa de la Compañía.

Nuestras principales subsidiarias son: Enersud (dedicada al negocio de comercialización de energía), GVA (propietaria del parque eólico Villalonga I), Genneia Vientos del Sur S.A. (propietaria del parque eólico Chubut Norte I), Genneia Vientos del Sudoeste S.A (propietaria del parque eólico Pomona I), Genneia Desarrollos S.A. (propietaria de la central térmica Cruz Alta), Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U. (propietaria del parque eólico Trelew), Ullum 1 Solar S.A.U. (propietaria del parque solar Ullum I), Ullum 2 Solar S.A.U. (propietaria del parque solar Ullum II), Ullum 3 Solar S.A.U. (propietaria del parque solar Ullum III), Genneia La Florida S.A. y Sofeet International LLC. Nuestros negocios conjuntos son: Vientos Sudamericanos (participación accionaria del 51%, propietaria del parque eólico Chubut Norte IV), Vientos Patagónicos (participación accionaria del 51%, propietaria del parque eólico Chubut Norte III) y Vientos de Necochea (participación accionaria del 50%, propietaria del parque eólico Necochea). El resto de nuestras subsidiarias son actualmente entidades no operativas.

A continuación, se incluye una breve descripción de nuestras principales subsidiarias:

- ENERSUD es una subsidiaria constituida en 2004, dedicada al negocio de comercialización de energía. Véase “Información sobre la Emisora — Nuestros PPAs”.

- Genneia Vientos Argentinos S.A. (“GVA”) es una subsidiaria constituida en 2016, como vehículo de propósito específico (“SPV”) para la ejecución, desarrollo y operación de nuestro parque eólico Villalonga.

- Genneia Vientos del Sur S.A. (“GVS”) es una subsidiaria constituida en 2016, como SPV para la ejecución, desarrollo y operación de nuestro parque eólico Chubut Norte I.

- Genneia Vientos del Sudoeste S.A. (“GVSO”) es una subsidiaria constituida en 2016, como SPV para la ejecución, desarrollo y operación de nuestro parque eólico Pomona I.

- Genneia Desarrollos S.A. fue constituida en 2008 y actualmente es la subsidiaria que opera la central Cruz Alta, tras la adquisición (y posterior fusión) de GETSA el 11 de agosto de 2017.

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

- Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U. es una subsidiaria constituida en 2009, como vehículo de propósito específico para la ejecución, desarrollo y operación del parque eólico Trelew, adquirido por nosotros el 29 de noviembre de 2017.

- Ullum 1 Solar S.A.U. es una subsidiaria constituida en 2018, como vehículo de propósito específico para la ejecución, desarrollo y operación del parque solar Ullum 1, adquirido por nosotros el 9 de abril de 2018.

- Ullum 2 Solar S.A.U. es una subsidiaria constituida en 2016, como vehículo de propósito específico para la ejecución, desarrollo y operación del parque solar Ullum 2, adquirido por nosotros el 9 de abril de 2018.

- Ullum 3 Solar S.A.U. es una subsidiaria constituida en 2016, como vehículo de propósito específico para la ejecución, desarrollo y operación del parque solar Ullum 3, adquirido por nosotros el 9 de abril de 2018.

- Sofeet International LLC es una subsidiaria constituida en Delaware, Estados Unidos, en 2018, y adquirida por nosotros en junio de 2020, con el objeto de realizar actividades comerciales permitidas por las leyes del Estado de Delaware, en particular actividades de inversión y de garantía de nuestras obligaciones financieras y otras operaciones en el exterior que complementan las previstas en nuestro estatuto social

Dentro de nuestras subsidiarias, mantenemos participaciones en las siguientes tres Negocios Conjuntos (negocios conjuntos):

- Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A. (anteriormente denominada Genneia Vientos Sudamericanos S.A.) ("Vientos Sudamericanos") es una subsidiaria constituida en 2016 como vehículo de propósito específico (SPV) para la construcción, financiamiento, puesta en marcha, operación y mantenimiento de nuestro parque eólico Chubut Norte IV. El 26 de agosto de 2019, nosotros y nuestra subsidiaria MyC Energía S.A. transferimos a Pan American Fueguina S.A., subsidiaria de Pan American Energy, nuestra participación accionaria del 49% en Genneia Vientos Sudamericanos S.A., para el desarrollo conjunto del proyecto de generación eólica Chubut Norte IV. En esa misma fecha, la subsidiaria cambió su denominación social a Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A.

- Vientos de Necochea S.A. ("Vientos de Necochea") es una subsidiaria constituida en 2016 como vehículo de propósito específico para la ejecución, desarrollo y operación del parque eólico Necochea. Nosotros y Buenos Aires Energía S.A. (BAESA), una compañía controlada por la Provincia de Buenos Aires, celebramos un acuerdo de nuestros negocios conjuntos para desarrollar este proyecto, y cada parte posee el 50% de Vientos de Necochea. Somos responsables de la gestión y operación continua del proyecto.

- Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. (anteriormente denominada Genneia Vientos Patagónicos S.A.) ("Vientos Patagónicos") es una subsidiaria constituida en 2018 como vehículo de propósito específico para la construcción, financiamiento, puesta en marcha, operación y mantenimiento de nuestro parque eólico Chubut Norte III. El 26 de agosto de 2019, nosotros y nuestra subsidiaria MyC Energía S.A. transferimos a Pan American Fueguina S.A., subsidiaria de Pan American Energy, nuestra participación accionaria del 49% en Genneia Vientos Patagónicos S.A., para el desarrollo conjunto del proyecto de generación eólica Chubut Norte III. En esa misma fecha, la subsidiaria cambió su denominación social a Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A.

Resumen de nuestros activos en operación

La siguiente tabla presenta información clave sobre nuestras centrales de generación en operación:

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

	Ubicación	COD	Capacidad instalada bruta a la fecha de este Prospecto (MW)
Parques eólicos			
Rawson I y II	Provincia del Chubut	Enero 2012	83,65
Trelew	Provincia del Chubut	Agosto 2013(1)	51,00
Rawson III	Provincia del Chubut	Diciembre 2017	25,05
Madryn I	Provincia del Chubut	Noviembre 2018	71,10
Villalonga I	Provincia de Buenos Aires	Diciembre 2018	51,75
Chubut Norte I	Provincia del Chubut	Diciembre 2018	28,80
Chubut Norte II	Provincia del Chubut	Marzo 2021	26,28
Chubut Norte III (4)	Provincia del Chubut	Febrero 2021	57,66
Chubut Norte IV (4)	Provincia del Chubut	Febrero 2021	83,22
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
Necochea (2)	Provincia de Buenos Aires	Febrero 2020	37,95
La Elbita	Provincia de Buenos Aires	Octubre 2024	162,00
Centrales térmicas			
Bragado II y III	Provincia de Buenos Aires	Febrero 2017/ Mayo 2017	118,00
Cruz Alta	Provincia de Tucumán	Junio 2003(3)	245,00
Parques solares			
Ullum 1	Provincia de San Juan	Diciembre 2018	25,00
Ullum 2	Provincia de San Juan	Diciembre 2018	25,00
Ullum 3	Provincia de San Juan	Diciembre 2018	32,00
Sierras de Ullum	Provincia de San Juan	Marzo 2023	78,00
Tocota III	Provincia de San Juan	Febrero 2024	60,00
Malargüe I	Provincia de Mendoza	Enero 2025	90,00
Anchoris	Provincia de Mendoza	Agosto 2025	180,00
San Rafael (5)	Provincia de Mendoza	Febrero 2025	150,00
Total			**1.949**

(1) Esta planta entró en operación comercial en agosto de 2013, pero ha sido operada por nosotros desde el 29 de noviembre de 2017 cuando adquirimos el parque eólico. En el parque eólico Trelew, la Sociedad implementó un plan de mejora entre 2024 y 2025, que incluyó la instalación de tres nuevos aerogeneradores Goldwind.

(2) Nuestra participación accionaria en Necochea es del 50%.

(3) Esta planta alcanzó su plena operación comercial en febrero de 2003, pero ha sido operada por nosotros (a través de Genneia Desarrollo S.A.) desde el 11 de agosto de 2017, cuando la adquirimos.

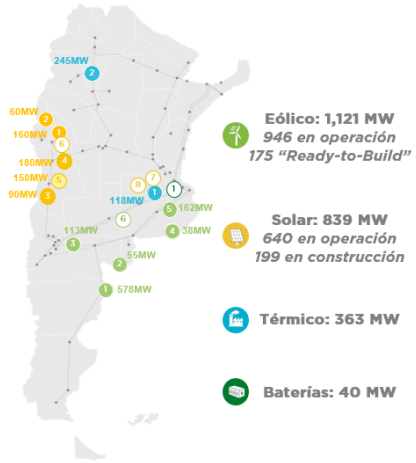
(4) Nuestra participación accionaria en Chubut Norte III y Chubut Norte IV es del 51%.

(5) El 24 de diciembre de 2025, el proyecto solar San Rafael alcanzó la operación comercial para 141,7 MW de capacidad instalada, seguido por 8,3 MW adicionales el 4 de febrero de 2026, alcanzando así 150 MW de su capacidad total de 180 MW.

El siguiente mapa muestra las ubicaciones geográficas de nuestros activos de generación de energía en operación a la fecha

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

de este Prospecto:



Activos Operativos	Capacidad Instalada (MW)	Inicio Operaciones
Eólico		
1 Rawson I & II	84	Ene-12
1 Rawson III	25	Dic-17
1 Trelew	51	Ago-13
1 Madryn I & II	222	Nov-18/Sep-19
1 Chubut Norte I	29	Dic-18
1 Chubut Norte II	26	Mar-21
1 Chubut Norte III & IV	141	Feb-21
2 Villalonga I	52	Dic-18
2 Villalonga II	3	Feb-19
3 Pomona I	101	Jul-19
3 Pomona II	12	Ago-19
4 Necochea	38	Feb-20
5 La Elbita	162	Oct-24
6 Hucalito	175	2028E

Activos Operativos	Capacidad Instalada (MW)	Inicio Operaciones
Solar		
1 Ullum I, II, III	82	Dic-18
1 Sierras de Ullum	78	Mar-23
2 Tocota III	60	Feb-24
3 Malargüe I	90	Ene-25
4 Anchoris	180	Ago-25
5 San Rafael	180	2T 2026E
6 San Juan Sur	129	2T 2026E
7 Junin	20	2T 2026E
8 Lincoln	20	2T 2026E
Térmico		
1 Bragado II & III	118	Feb-17/May-17
2 Cruz Alta	245	Ene-02/Feb-03
Baterías		
1 Maschwitz	40	1T 2027E

En construcción o "Ready-to-Build"

Los proyectos bajo la linea punteada están "Ready-to-Build"

- La capacidad instalada total por tecnología que se muestra a la derecha del mapa de Argentina incluye proyectos actualmente en construcción y listos para construir, presentados en mapa con relleno blanco. La línea discontinua de la tabla separa los proyectos en funcionamiento y en construcción de los proyectos listos para construir para cada tecnología (excepto BESS), que solo tiene un proyecto listo para construir.

Operación de plantas de energía

La siguiente tabla proporciona las ventas, el factor de disponibilidad y la generación neta de nuestros activos de generación de energía para los años terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2025	2024	**2023**
	(en millones de Pesos)		
Parques eólicos			
Rawson I y II			
Ventas	33.851	32.246	11.628
Factor de disponibilidad	97,3%	97,8%	97,9%
Generación neta (GWh)	285,0	268,9	279,4
Rawson III			
Ventas	9.458	5.774	3.258
Factor de disponibilidad	93,9%	96,1%	96,2%
Generación neta (GWh)	104,7	103,7	102,9
Trelew			
Ventas	34.909	15.541	5.808
Factor de disponibilidad	87,1%	65,7%	81,2%
Generación neta (GWh)	188,6	127,2	154,4

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

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2025	2024	**2023**
	(en millones de Pesos)		
Chubut Norte I			
Ventas	12.649	9.498	3.525
Factor de disponibilidad	94,7%	95,9%	98,4%
Generación neta (GWh)	127,1	126,1	131,4
Madryn I			
Ventas	35.002	26.433	9.052
Factor de disponibilidad	93,8%	97,3%	96,6%
Generación neta (GWh)	303,0	303,9	307,0
Madryn II			
Ventas	73.864	54.780	18.872
Factor de disponibilidad	96,2%	96,3%	96,6%
Generación neta (GWh)	649,9	633,2	639,2
Villalonga I			
Ventas	20.601	14.785	5.039
Factor de disponibilidad	94,8%	92,4%	92,9%
Generación neta (GWh)	233,1	221,3	224,8
Villalonga II			
Ventas	1.384	683	351
Factor de disponibilidad	97.3%	90,9%	96,4%
Generación neta (GWh)	15,6	14,3	15,4
Pomona I			
Ventas	34.717	25.632	8.947
Factor de disponibilidad	96,1%	94,6%	95,7%
Generación neta (GWh)	395,8	377,2	392,8
Pomona II			
Ventas	3.952	2.778	1.072
Factor de disponibilidad	93,8%	90.8%	94.8%
Generación neta (GWh)	48,4	45.6	49.4
Necochea(1)			
Ventas	12.742	9.693	3.696
Factor de disponibilidad	97,4%	94.9%	96.9%

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

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2025	2024	**2023**
	(en millones de Pesos)		
Generación neta (GWh)	151,5	151.7	155.0
Chubut Norte II			
Ventas	7.506	5.261	1.785
Factor de disponibilidad	95,8%	98,0%	98,5%
Generación neta (GWh)	97,9	89,4	85,0
Chubut Norte III(1)			
Ventas	15.340	10.696	3.440
Factor de disponibilidad	95,7%	97,2%	93.3%
Generación neta (GWh)	255,2	241,4	219,5
Chubut Norte IV(1)			
Ventas	22.608	16.870	5.890
Factor de disponibilidad	91,0%	97,5%	95,2%
Generación neta (GWh)	377,6	393,2	383,6
La Elbita(2)			
Ventas	52.159	18.572	-
Factor de disponibilidad	97,5%	—	—
Generación neta (GWh)	690.6	289.6	—
Parques solares			
Ullum 1			
Ventas	4.736	3.838	1.409
Factor de disponibilidad	77,3%	79.9%	77,4%
Generación neta (GWh)	58,0	62,5	61,2
Ullum 2			
Ventas	4.967	3.955	1.273
Factor de disponibilidad	78,5%	82,3%	82,4%
Generación neta (GWh)	58,6	62,6	63,1
Ullum 3			
Ventas	6.572	5.216	1.650
Factor de disponibilidad	80,5%	81,5%	80,5%
Generación neta (GWh)	74,9	79,3	79,6
Sierras de Ullum			

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

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2025	2024	**2023**
	(en millones de Pesos)		
Ventas	14.052	10.425	3.348
Factor de disponibilidad	61,8%	79,4%	74,3%
Generación neta (GWh)	146,1	186,3	147,5
Tocota III			
Ventas	8.219	5.383	2
Factor de disponibilidad	56,1%	52,7%	—
Generación neta (GWh)	110,1	97,8	—
Malargüe I			
Ventas	17.424	—	—
Factor de disponibilidad	74,5%	—	—
Generación neta (GWh)	231,1	—	—
Anchoris			
Ventas	20.351	—	—
Factor de disponibilidad	71,0%	—	—
Generación neta (GWh)	249,6	—	—
San Rafael			
Ventas	922	—	—
Factor de disponibilidad	—	—	—
Generación neta (GWh)	11,2	—	—
Centrales térmicas			
Bragado			
Ventas	38.177	29.415	10.399
Factor de disponibilidad	93,2%	97,7%	98,8%
Generación neta (GWh)	93,3	136,5	274,4
Cruz Alta			
Ventas	22.169	14.075	4.796
Factor de disponibilidad	76,0%	81,0%	89,1%
Generación neta (GWh)	61,4	105,2	72,7

(1) Estos corresponden a Negocios Conjuntos de nuestra propiedad. Los importes de venta indicados corresponden al 100% de los ingresos de cada negocio conjunto.

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

(2) El parque eólico La Elbita comenzó a operar en octubre de 2024.

Parques eólicos

Parque eólico Rawson

Los parques eólicos Rawson, ubicados en la provincia del Chubut, constituyen uno de los primeros proyectos eólicos a gran escala de la Argentina. Al 31 de diciembre de 2025, habíamos invertido aproximadamente US$ 193,4 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 155.426 millones, calculados al tipo de cambio promedio anual al 31 de diciembre de 2025), mientras que el complejo cuenta con una capacidad instalada de 108,7 MW y opera 55 aerogeneradores Vestas (modelos V90 y V100) desarrollados en tres fases:

- **Rawson I**: 27 aerogeneradores, con COD en enero de 2012.
- **Rawson II**: 16 aerogeneradores, con COD en enero de 2012.
- **Rawson III:** 12 aerogeneradores, con COD en diciembre de 2017.

Los aerogeneradores, con torres de 80 metros de altura de buje y palas de 44 y 50 metros, se encuentran instalados en un predio de 1.500 hectáreas ubicado sobre la Ruta Provincial Nº 1, aproximadamente 5 km al sur de Rawson. El proyecto se encuentra conectado al SADI mediante una línea de transmisión de 132 kV que vincula la subestación 33/132 kV del parque con la subestación Rawson. Asimismo, las torres eólicas y aerogeneradores de Rawson I y II están ubicados en terrenos de propiedad de la Compañía, y los caminos de acceso a dichos activos fueron construidos y son mantenidos por nosotros. En el caso de Rawson III, poseemos un derecho de usufructo sobre el inmueble en el que se emplaza la instalación, formalmente otorgado y registrado a nuestro favor, además del derecho contractual de adquisición de la propiedad.

En 2017, firmamos un contrato de servicios y disponibilidad a 10 años con Vestas para los parques eólicos Rawson I, II y III. En virtud de dicho acuerdo, Vestas garantiza un factor de disponibilidad de hasta el 98%. Nuestros aerogeneradores Rawson son operados y monitoreados de forma remota por nuestro equipo a través del sistema SCADA, en coordinación con el centro de control de Vestas, que supervisa parques eólicos a nivel mundial de manera continua.

Rawson I y II fueron originalmente adjudicados bajo el programa GENREN y constituyeron nuestro primer desarrollo eólico a gran escala. En octubre y mayo de 2025, Rawson I y II migró al régimen MATER tras el vencimiento de sus respectivos PPA. Para más información sobre los PPAs de Rawson I y II, véase “Información sobre la Emisora — Nuestros PPAs”. Además, estos dos parques fueron los primeros en Argentina en registrarse bajo el estándar internacional Verified Carbon Standard en 2012.

Rawson III forma parte del marco MATER y fue el primer proyecto adjudicado bajo dicho régimen en Argentina. En septiembre de 2016, celebramos un PPA a 20 años, denominado en dólares estadounidenses, con Loma Negra por aproximadamente el 60% de su capacidad, mientras que la capacidad restante forma parte de nuestra cartera de generación para usuarios privados del mercado MATER.

Parque eólico Trelew

El parque eólico Trelew, ubicado en la provincia del Chubut, es un proyecto de generación eólica con una capacidad instalada total de 51 MW. Actualmente, la planta opera 15 aerogeneradores Alstom/General Electric ECO100 (de 3 MW cada uno) y tres aerogeneradores Goldwind GW165 (de 6 MW cada uno). Los aerogeneradores se encuentran distribuidos a ambos lados de la Ruta Nacional N.º 3, aproximadamente 23,7 km al noreste de la ciudad de Trelew. El proyecto se conecta al SADI mediante una línea de transmisión de 132 kV de aproximadamente 40 km, que vincula la subestación 33/132 kV del sitio con la subestación Nueva Puerto Madryn.

En 2010, el parque eólico Trelew fue adjudicado bajo la Licitación GENREN Nº 1/2009 a Isolux Corsán (a través de Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U) y comenzó su operación comercial en agosto de 2013. El 29 de noviembre de 2017, como parte de nuestro plan estratégico para consolidar un hub eólico de más de 500 MW en Chubut, adquirimos el 100% de las acciones de Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U. La inversión total en la adquisición ascendió a US$40 millones, asumiendo además una deuda de construcción pendiente de US$55 millones proveniente del Fideicomiso Financiero Loma Blanca Serie I.

A fines de 2024, implementamos un plan de mejoras, que incluyó la instalación de tres nuevos aerogeneradores Goldwind de 6 MW cada uno (total 18 MW) con el objetivo de mejorar el rendimiento operativo. Al 9 de junio de 2025, estos nuevos

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

aerogeneradores estaban plenamente operativos, incrementando tanto la producción como la disponibilidad del parque eólico. Al 31 de diciembre de 2025, el plan de mejoras de la instalación de Trelew implicó una inversión de US$ 26 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 20.896 millones, calculados al tipo de cambio promedio anual al 31 de diciembre de 2025).

El parque eólico Trelew opera bajo un régimen de usufructo sobre terrenos de terceros, con derechos que se extienden más allá del plazo del PPA correspondiente.

Parque eólico Madryn

El parque eólico Madryn, ubicado en la provincia del Chubut, cuenta con una capacidad instalada total de 222,3 MW. Al 31 de diciembre de 2025, habíamos invertido aproximadamente US$ 321,4 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 258.287 millones, calculados al tipo de cambio promedio anual al 31 de diciembre de 2025), desarrollados en dos etapas de construcción:

- Madryn I: 20 aerogeneradores, 71,1 MW, con COD en noviembre de 2018.
- Madryn II: 42 aerogeneradores, 151,2 MW, con COD en septiembre de 2019.

El complejo opera un total de 62 aerogeneradores, con altura de buje de 117 metros y palas de 60 metros de largo, distribuidos en un sitio ubicado a lo largo de la Ruta Provincial Nº 4, aproximadamente 13 km al oeste de Puerto Madryn, provincia del Chubut. El proyecto también incluyó la construcción de una subestación transformadora y de una línea de transmisión dedicada que conecta al SADI, permitiendo la distribución de energía a nivel nacional. Estas instalaciones se encuentran en terrenos de propiedad de la Compañía, y los caminos de acceso a los parques son construidos y mantenidos por nosotros.

El parque eólico Madryn fue construido en el marco de la Resolución N° 202 del entonces Ministerio de Energía y Minería.

Parque eólico Villalonga

El parque eólico Villalonga, ubicado en la provincia de Buenos Aires, constituye uno de nuestros proyectos de generación eólica desarrollados bajo el programa RenovAr y contratos PPA privados. Al 31 de diciembre de 2025, habíamos invertido aproximadamente US$ 82,9 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps.66.661 millones, calculados al tipo de cambio promedio anual al 31 de diciembre de 2025), y los parques cuentan con una capacidad instalada total de 55,2 MW, desarrollada en dos etapas de construcción:

- Villalonga I: 15 aerogeneradores, 51,75 MW, con COD en diciembre de 2018.
- Villalonga II: 1 aerogenerador, 3,45 MW, con COD en febrero de 2019.

El complejo opera 16 aerogeneradores Vestas distribuidos en un sitio ubicado 11 km al sur de Villalonga, sobre la Ruta Nacional Nº 3, aproximadamente 90 km al norte de Carmen de Patagones y 170 km al sur de Bahía Blanca. El proyecto incluye una subestación 33/132 kV y una línea de transmisión de 132 kV que conecta con el SADI a través de las subestaciones Pedro Luro y Carmen de Patagones. Todas estas instalaciones se encuentran en terrenos de propiedad de la Compañía, y los caminos de acceso fueron construidos y son mantenidos por nosotros.

Villalonga I, adjudicado bajo RenovAr 1.0, fue desarrollado por nuestra subsidiaria GVA, que celebró un PPA a 20 años, denominado en dólares estadounidenses, con CAMMESA el 12 de enero de 2017, por la totalidad de la capacidad instalada del parque.

Villalonga II fue uno de los primeros proyectos en operar bajo el marco MATER, reforzando nuestro liderazgo en el suministro a grandes usuarios del mercado privado.

Además, Villalonga I y II cuentan con un contrato de servicios y disponibilidad a 10 años, mediante el cual Vestas provee asistencia técnica, capacitación y servicios de mantenimiento, garantizando factores de disponibilidad de hasta el 97%.

Parque eólico Chubut Norte

El parque eólico Chubut Norte, ubicado en la provincia del Chubut, constituye uno de nuestros proyectos insignia de energía renovable, desarrollados en cuatro etapas, con una capacidad instalada total de 195,3 MW. Al 31 de diciembre de 2025,

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

habíamos invertido aproximadamente US$ 279,0 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 244.247 millones, calculados al tipo de cambio promedio anual al 31 de diciembre de 2025). El complejo opera 46 aerogeneradores distribuidos en un predio de 7.377 hectáreas, ubicado a la altura del km 1.375,3 de la Ruta Nacional N.º 3, aproximadamente 18 km al noroeste de Puerto Madryn. El proyecto fue desarrollado en cuatro etapas de construcción:

- **Chubut Norte I:** 8 aerogeneradores Vestas (3,6 MW cada uno), 117 m de altura de buje y palas de 63 m, totalizando 28,4 MW. COD: diciembre de 2018.
- **Chubut Norte II**: 6 aerogeneradores Nordex (4,4 MW cada uno), 120 m de altura de buje y palas de 74 m, totalizando 26,3 MW. COD: febrero de 2021.
- **Chubut Norte III:** 13 aerogeneradores Nordex (4,4 MW cada uno), totalizando 57,7 MW. COD: febrero de 2021.
- **Chubut Norte IV:** 19 aerogeneradores Nordex (4,4 MW cada uno), totalizando 83,0 MW. COD: febrero de 2021.

En 2020, los parques eólicos Chubut Norte fueron autorizados por el estándar internacional VCS para emitir certificados de reducción de emisiones. Chubut Norte II fue originado bajo el marco MATER, reforzando nuestra presencia en el mercado privado. Para el desarrollo de Chubut Norte III y IV, nos asociamos con Pan American Energy, lo que refleja la escala y el valor estratégico del complejo.

El parque se conecta al SADI mediante infraestructura propia, lo que garantiza una integración confiable de energía renovable al sistema eléctrico nacional.

Chubut Norte I, adjudicado bajo RenovAr 1.0, fue desarrollado por nuestra subsidiaria Genneia Vientos del Sur S.A., que celebró un PPA a 20 años, denominado en dólares estadounidenses, con CAMMESA el 12 de enero de 2017, por la totalidad de la capacidad instalada del parque.

Chubut Norte II opera bajo el marco MATER, suministrando energía competitiva a clientes privados.

Chubut Norte III, adjudicado bajo RenovAr 2.0, fue desarrollado por nuestra subsidiaria Vientos Patagónicos, que celebró un PPA a 20 años, denominado en dólares estadounidenses, con CAMMESA el 12 de enero de 2017, por la totalidad de su capacidad instalada.

Chubut Norte IV, adjudicado bajo RenovAr 2.0, fue desarrollado por nuestra subsidiaria Vientos Sudamericanos, que celebró un PPA a 20 años, denominado en dólares estadounidenses, con CAMMESA el 26 de junio de 2018, por la totalidad de su capacidad instalada.

Los parques Chubut Norte II, III y IV se encuentran ubicados sobre un predio de propiedad compartida entre Vientos Sudamericanos (por Chubut Norte IV), Vientos Patagónicos (por Chubut Norte III) y MEM (por Chubut Norte II), conforme a las siguientes partes indivisas: (i) Genneia S.A.: 28,36%, (ii) Vientos Sudamericanos: 43,29%, y (iii) Vientos Patagónicos: 28,35%. Los copropietarios elaboraron un plano de mensura y subdivisión del terreno e iniciaron el trámite de aprobación y registración ante la Dirección General de Catastro de la Provincia del Chubut, cuya aprobación se encuentra pendiente.

Además, Chubut Norte I cuenta desde 2017 con un contrato de servicios y disponibilidad con Vestas a 10 años, que garantiza hasta un 98% de disponibilidad, mientras que Chubut Norte II, III y IV tienen contratos O&M a 10 años con Nordex Argentina S.A., que aseguran hasta un 98% de disponibilidad desde 2018.

Parque eólico Pomona

El parque eólico Pomona, ubicado en la provincia de Río Negro, cuenta con una capacidad instalada total de 113,4 MW. Al 31 de diciembre de 2025, la inversión total en este parque ascendía a aproximadamente US$ 147.1 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 118.207 millones, calculados al tipo de cambio promedio anual al 31 de diciembre de 2025), desarrollado en dos etapas de construcción:

- **Pomona I**: 26 aerogeneradores, 101,4 MW, COD en julio de 2019, desarrollado bajo el programa RenovAr 1.5.
- **Pomona II**: 3 aerogeneradores, 12 MW, COD en agosto de 2019, bajo el marco MATER.

El complejo opera 29 aerogeneradores con torres de 120 metros de altura de buje y palas de 64,7 metros de largo, distribuidos en un predio ubicado aproximadamente 10 km al suroeste de la localidad de Pomona, en el centro de la provincia de Río Negro. El proyecto incluye una subestación 33/132 kV y una línea de transmisión dedicada de 132 kV que conecta el parque al SADI a través de la línea Choele Choel–Luis Beltrán, permitiendo la distribución de energía a nivel

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

nacional.

Desde 2020, el parque eólico Pomona está autorizado por el estándar VCS para emitir certificados de reducción de emisiones, lo que resalta su contribución a la energía sostenible y a la reducción de CO_2.

Pomona I, adjudicado bajo RenovAr 1.5, fue desarrollado por nuestra subsidiaria Genneia Vientos del Sudoeste S.A., que celebró un PPA a 20 años, denominado en dólares estadounidenses, con CAMMESA en mayo de 2017, por la totalidad de la capacidad instalada del parque.

Pomona II opera bajo el marco MATER, suministrando energía competitiva a clientes privados.

Tanto Pomona I como Pomona II cuentan con contratos de servicios y disponibilidad a 10 años con Nordex, que garantizan hasta un 98% de disponibilidad de los aerogeneradores desde 2018.

Parque eólico Necochea

El parque eólico Necochea, ubicado en la provincia de Buenos Aires, es un proyecto de energía renovable destinado a la generación eléctrica a partir del viento. El proyecto, desarrollado en asociación con Centrales de la Costa bajo el programa RenovAr Ronda 1.5, inició operaciones en febrero de 2020. Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía había invertido aproximadamente US$ 66,3 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 53.291 millones, calculados al tipo de cambio promedio anual al 31 de diciembre de 2025), y el parque cuenta con una capacidad instalada de 37,95 MW.

El parque está compuesto por 11 aerogeneradores de 87 metros de altura de buje y palas de 61,5 metros de largo, distribuidos en un predio de 158 hectáreas, ubicado aproximadamente 10 km al suroeste de la ciudad de Necochea. El proyecto incluye una línea de 33 kV que conecta el playón de maniobras del parque con la estación transformadora Necochea, permitiendo la inyección de energía al SADI.

El 21 de noviembre de 2016, celebramos un acuerdo con Buenos Aires Energía S.A. (BAESA) para el desarrollo conjunto y financiamiento del proyecto parque eólico Necochea. Posteriormente, el 25 de noviembre de 2016, el Ministerio de Energía emitió la Resolución Nº 281, adjudicando a Buenos Aires Energía S.A. el derecho a desarrollar el proyecto Vientos de Necochea I.

El 21 de noviembre de 2017, Vientos de Necochea S.A., sociedad en la cual Genneia posee una participación del 50% y Buenos Aires Energía S.A. el 50% restante, suscribió un PPA a 20 años, denominado en dólares estadounidenses, con CAMMESA, por la totalidad de la capacidad instalada del parque eólico Vientos de Necochea I.

En mayo de 2018, Vientos de Necochea suscribió un contrato con Vestas para el mantenimiento de aerogeneradores y la garantía de disponibilidad de hasta un 97%.

Parque eólico La Elbita

El parque eólico La Elbita, ubicado en el partido de Tandil, provincia de Buenos Aires, es un proyecto de energía renovable destinado a la generación de electricidad para su comercialización en el mercado MATER o en el mercado spot. El parque cuenta con una capacidad instalada total de 162 MW, compuesta por 36 aerogeneradores Vestas V150 de 4,5 MW cada uno, con una altura de buje de 120 metros, distribuidos en dos sitios que totalizan 1.464 hectáreas. Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía había invertido aproximadamente US$ 255,7 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 205.468 millones, calculados al tipo de cambio promedio anual al 31 de diciembre de 2025).

El proyecto fue desarrollado en tres etapas bajo la Resolución SE 281/17, con capacidad de interconexión asignada en el MATER de la siguiente manera:

- La Elbita I – 103,5 MW (31 de marzo de 2022).
- La Elbita II – 36 MW (31 de octubre de 2022).
- La Elbita III – 22,5 MW (31 de octubre de 2023).

La operación comercial de la potencia nominal total de 162 MW se alcanzó de manera progresiva entre junio y octubre de 2024.

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

Como tercer parque eólico de Genneia en la provincia de Buenos Aires, La Elbita incluye toda la infraestructura necesaria para su conexión a la red, incluyendo subestaciones propias y líneas que vinculan el parque al SADI. El proyecto utiliza tecnología de aerogeneradores Vestas Argentina S.A., lo que garantiza alta confiabilidad y rendimiento operativo. En este marco, suscribimos un contrato de servicios y disponibilidad con Vestas Argentina por 25 años, que asegura el mantenimiento de los aerogeneradores y garantiza altos niveles de disponibilidad de hasta el 98% (durante los primeros 20 años) y 97% (durante los últimos cinco años).

Respecto del parque eólico La Elbita, poseemos un derecho de usufructo sobre el terreno en el cual se encuentra emplazada la instalación.

Parques solares

Parque solar Ullum

El parque solar Ullum, ubicado en la Provincia de San Juan, el primer parque solar desarrollado por Genneia, bajo sus subsidiarias Ullum 1 Solar S.A.U. (propietaria de Ullum 1), Ullum 2 Solar S.A.U. (propietaria de Ullum 2) y Ullum 3 Solar S.A.U. (propietaria de Ullum 3). Los proyectos fueron adquiridos en abril de 2018 y construidos en tres etapas, con una inversión total de aproximadamente US$83,4 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 67.046 millones, calculados al tipo de cambio promedio anual al 31 de diciembre de 2025) al 31 de diciembre de 2025, alcanzando una capacidad instalada total de 82 MW:

- **Ullum I:** 25 MW de capacidad instalada, COD en diciembre de 2018.
- **Ullum II:** 25 MW de capacidad instalada, COD en diciembre de 2018.
- **Ullum III:** 32 MW de capacidad instalada, COD en diciembre de 2018.

En el marco del programa RenovAr 1.5, el Ministerio de Energía otorgó al desarrollador original el derecho de construcción de los parques solares Ullum. Los parques Ullum 1, 2 y 3 celebraron PPAs a 20 años, denominados en dólares estadounidenses, con CAMMESA por la totalidad de su capacidad instalada en mayo y junio de 2017. En abril de 2018, Genneia adquirió los tres proyectos, ya con PPAs vigentes. El 9 de abril de 2018, las plantas celebraron contratos EPC “llave en mano” con Energías Sustentables S.A., que abarcaron el diseño, provisión, obras civiles y eléctricas, conexión, pruebas, puesta en marcha y terminación del proyecto.

El 26 de marzo de 2019, se suscribieron contratos de O&M con dichas subsidiarias, los cuales permanecen plenamente vigentes. Los parques solares Ullum están ubicados sobre la Ruta Provincial Nº 54, a 12 km al noroeste de Villa Ibáñez, departamento de Ullum, provincia de San Juan, sobre un predio de más de 298 hectáreas arrendadas a 30 años.

Desde 2020, los parques solares Ullum están autorizados por el estándar VCS para emitir certificados de reducción de emisiones.

Parque solar Sierras de Ullum

Sierras de Ullum forma parte de nuestra cartera de proyectos renovables, destinado a la generación eléctrica para su comercialización en el marco del MATER o en el mercado spot. El parque se encuentra adyacente a los parques solares Ullum I, II y III, en la provincia de San Juan, sobre un predio de 159 hectáreas arrendadas. Al 31 de diciembre de 2025, habíamos invertido aproximadamente US$ 60.2 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 48.390 millones, calculados al tipo de cambio promedio anual al 31 de diciembre de 2025) (excluyendo el ajuste contable por baja de activos debido a un evento climático extraordinario en enero de 2025).

El parque cuenta con una capacidad instalada de 78 MW, diseñado para abastecer la demanda energética de grandes usuarios industriales dentro del marco MATER. La construcción comenzó en febrero de 2022 y el parque entró en operación comercial completa en marzo de 2023.

La capacidad de interconexión de transmisión fue solicitada conforme a la Resolución SE N° 281/17. CAMMESA asignó inicialmente 58 MW en agosto de 2021 y 6 MW adicionales en marzo de 2022.

Parque solar Tocota III

El parque solar Tocota III entró oficialmente en operación en enero de 2024, marcando un hito para Genneia como la primera compañía en Argentina en alcanzar 1 GW de potencia renovable instalada. Este proyecto fue diseñado para la

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

generación eléctrica destinada a la venta en el MATER o en el mercado spot. Se encuentra ubicado en el departamento de Iglesia, al noroeste de la Provincia de San Juan, con una capacidad instalada de 60 MW. El predio donde se emplaza la instalación es arrendado por la Compañía. Al 31 de diciembre de 2025, habíamos invertido aproximadamente US$55,4 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 44.552 millones, calculados al tipo de cambio promedio anual al 31 de diciembre de 2025).

La capacidad de interconexión de transmisión fue solicitada conforme a la Resolución SE N° 281/17, y CAMMESA asignó 14 MW al proyecto el 31 de marzo de 2022. La autorización comercial total de 60 MW se otorgó en tres etapas: (i) 22 MW en diciembre de 2023, (ii) 18 MW en enero de 2024, y (iii) 20 MW en febrero de 2024.

A la fecha de este Prospecto, el rendimiento operativo del parque solar Tocota III se encuentra limitado y por debajo de las expectativas iniciales, principalmente debido a problemas de infraestructura asociados con inestabilidades en la red eléctrica de la estación transformadora Bauchaceta. Estamos evaluando alternativas técnicas y operativas para incrementar el despacho de energía del parque, sin impacto alguno sobre nuestros compromisos contractuales de suministro.

Parque solar Malargüe I

El parque solar Malargüe I (anteriormente denominado Los Molles) fue diseñado para la generar energía eléctrica comercializada bajo el marco MATER o en el mercado spot. Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad ha invertido aproximadamente US$88,6 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 71.172 millones, calculados al tipo de cambio promedio anual al 31 de diciembre de 2025).

El parque tiene una capacidad instalada de 90 MW, con capacidad de interconexión asignada, y estará ubicado a unos 9 km al noroeste de la ciudad de Malargüe y 320 km de la capital provincial de Mendoza. El predio donde se emplaza la instalación es arrendado. A la fecha de este Prospecto, el parque obtuvo la autorización comercial para la totalidad de su capacidad instalada de 90 MW, otorgada en dos etapas: (i) 60 MW el 6 de enero de 2025, y (ii) 30 MW el 20 de enero de 2025.

Parque solar Anchoris

El parque solar Anchoris forma parte de nuestro portafolio de energías renovables y fue destinado a generar energía eléctrica comercializada en el marco del régimen MATER o en el mercado spot. El parque solar Anchoris tiene una capacidad instalada de 180 MW y estará ubicado sobre la Ruta 48, a 2 km al oeste de la Ruta Nacional 40, con acceso a 2,5 km al norte de la localidad de Anchoris, en la Provincia de Mendoza.El parque dispone de capacidad de interconexión de 155 MW y proyecta despachar la energía generada mediante una interconexión de 33 kV, conectada al conjunto de celdas de la subestación Anchoris (33/132 kV), propiedad de Distrocuyo. Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad ha invertido US$ 151,7 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 121.909 millones, calculados al tipo de cambio promedio anual al 31 de diciembre de 2025).

A la fecha de este Prospecto, el parque obtuvo autorización comercial por la totalidad de su capacidad instalada de 180 MW, otorgada en dos etapas: (i) 115 MW el 6 de junio de 2025, y (ii) 65 MW restantes el 5 de agosto de 2025.

Parque Solar San Rafael

El parque solar San Rafael forma parte de nuestro portafolio de energías renovables y está destinado a generar energía eléctrica para su venta a compradores privados en el marco del régimen MATER. El parque solar San Rafael se espera que tenga una capacidad instalada de 180 MW y estará ubicado en la localidad de San Rafael, en la Provincia de Mendoza. El sitio seleccionado para el proyecto se encuentra a 81 km al oeste de la ciudad de San Rafael. La interconexión al SADI se realizará en la Subestación Agua del Toro, de propiedad de Distrocuyo S.A., mediante una conexión de 220 kV.

El proyecto fue originalmente diseñado con una capacidad instalada de 150 MW, la cual se amplió a 180 MW tras obtener prioridad de despacho de aproximadamente 80 MW el 26 de marzo de 2025. La inversión total estimada para la construcción de los 180 MW del parque solar San Rafael es de aproximadamente US$ 180 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 144.664 millones, calculados al tipo de cambio promedio anual al 31 de diciembre de 2025).

El 24 de diciembre de 2025 el parque solar San Rafael alcanzó operación comercial parcial de 141,7 MW, seguido de de 8.3 MW adicionales el 4 de febrero de 2026, por un total de 150 MW de los 180 MW de capacidad instalada total, seguida de una operación comercial parcial adicional de 8,3 MW en febrero de 2026. Se espera que la operación comercial completa se alcance en el segundo trimestre de 2026.

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

En relación con este proyecto, y de acuerdo con la normativa MATER, para mantener el derecho a esta capacidad de interconexión de transmisión, la Sociedad debe pagar tarifas trimestrales desde el trimestre en que se asigna la prioridad hasta la fecha efectiva del COD, las cuales han sido capitalizadas bajo el rubro "Propiedades, planta y equipo" dentro del estado de situación financiera.

A fines de diciembre de 2025, el parque solar San Rafael alcanzó la operación comercial parcial por 141,7 MW de una capacidad total instalada de 180 MW, previéndose la operación comercial plena para el primer trimestre de 2026.

Parque solar San Juan Sur

El parque Solar San Juan Sur forma parte de la cartera de energías renovables de la Compañia y está destinada a generar energía eléctrica para su venta a compradores privados. Se espera que el proyecto tenga una capacidad instalada de 129,2 MW y estará ubicado adyacente a la Estación Transformadora San Juan Sur en Retamito, Departamento Sarmiento, Provincia de San Juan, Argentina.

El proyecto ha recibido prioridad de despacho para 129 MW y se prevé que la energía generada se entregue a través de una línea de interconexión de 33 kV conectada a la Estación Transformadora San Juan Sur, que es propiedad del EPRE (Ente Provincial Regulador de la Electricidad). La Compañía estima actualmente una inversión total preliminar de aproximadamente US$ 110 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 88.406 millones, calculados al tipo de cambio promedio anual al 31 de diciembre de 2025) y espera que la COD ocurra en el segundo trimestre de 2026. No se puede garantizar que el proyecto se complete dentro del plazo o presupuesto previstos.

De acuerdo con la normativa aplicable bajo el marco MATER, y con el fin de mantener la prioridad de despacho, la Sociedad debe pagar tarifas trimestrales desde el trimestre en que se concede dicha prioridad hasta la COD. Estos montos han sido capitalizados y registrados bajo el rubro "Propiedades, planta y equipo" en el estado de situación financiera de la Sociedad.

Centrales térmicas

En 2007, participamos en un proceso de licitación internacional (RFP Nº 1/2007 y 2/2007) convocado por ENARSA en el marco del Programa de Energía Térmica, destinado al desarrollo y operación de nueva capacidad térmica instalada. Como resultado, fuimos adjudicatarios del desarrollo y operación de siete centrales de generación térmica ubicadas en Pinamar, Matheu, Olavarría, Bragado y Las Armas (provincia de Buenos Aires) y Paraná y Concepción del Uruguay (provincia de Entre Ríos), con una capacidad instalada total combinada de 273 MW.

En 2016, participamos en un nuevo proceso licitatorio convocado por el Ministerio de Energía para la incorporación de capacidad de generación y producción eléctrica para los períodos verano 2016/2017, invierno 2017 y verano 2017/2018. Como resultado, fuimos adjudicatarios de dos PPAs para los proyectos de expansión Bragado II y Bragado III, con una capacidad instalada combinada de 118 MW. Ambos proyectos cuentan con turbinas de generación térmica dual (gas natural y gasoil) —cuatro unidades GE TM2500 Gen8—. La primera etapa (Bragado II) alcanzó su COD el 18 de febrero de 2017 (59 MW) y la segunda etapa (Bragado III) el 5 de mayo de 2017 (59 MW). Al 31 de diciembre de 2025, la inversión total para estos proyectos fue de US$106.4 millones (equivalentes a aproximadamente en Ps. 85.508 millones, calculados al tipo de cambio promedio anual al 31 de diciembre de 2025), financiada mediante aportes de capital y nueva deuda.

El 11 de agosto de 2017, adquirimos a Pluspetrol Resources Corporation B.V. y Pluspetrol Resources Corporation nuestra mayor central térmica, la planta Cruz Alta, ubicada en Tucumán, con una capacidad instalada combinada de 245 MW, a través de la adquisición de GETSA por parte de nuestra subsidiaria GEDESA. Esta planta cuenta con dos unidades General Electric 9171 E de 122,5 MW cada una, alimentadas por gas natural, y está conectada a una subestación eléctrica de 132 kV. El COD de la planta fue en junio de 2002 y junio de 2003, aunque Genneia (a través de GEDESA) la opera desde agosto de 2017. El precio de adquisición por el 100% de las acciones de GETSA fue de US$68,4 millones, más un compromiso de pago contingente a los vendedores por determinados créditos con CAMMESA (valor contable de Ps.35,9 millones al momento de la adquisición, más intereses). El precio neto transferido, luego de deducir efectivo y equivalentes adquiridos, fue de 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 planta opera bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base.

Todas nuestras centrales térmicas están construidas en predios propios o en terrenos utilizados en virtud de contratos de arrendamiento, servidumbre o usufructo otorgados por terceros, cuyos plazos están vinculados a la vigencia del PPA correspondiente.

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

La planta Cruz Alta no cuenta con PPA, pero opera bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base con CAMMESA, que remunera al generador por la capacidad firme disponible y, en menor medida, por la energía generada, conforme a tarifas que son revisadas periódicamente.

Suministro de combustible para nuestras centrales térmicas

Utilizamos diferentes tipos de combustible para la operación de nuestras instalaciones térmicas, siendo el tipo de combustible determinante del costo variable de producción de cada planta.

Todas las turbinas que utilizamos —excepto las de la planta Cruz Alta, que opera exclusivamente con gas natural— son de doble combustible (dual fuel) y pueden funcionar tanto con gas natural como con gasoil. Nuestras plantas operan mayormente con gas natural durante gran parte del año y con gasoil durante el invierno, cuando el gas natural es restringido por la Secretaría de Energía y su suministro se prioriza al consumo residencial. En virtud de los PPAs de nuestras plantas térmicas, CAMMESA no está obligada a proveernos gas natural ni gasoil, aunque puede optar por hacerlo o reembolsarnos su costo. Sin embargo, conforme a las Resoluciones Nº 95/2013 y 529/2014 emitidas por la Secretaría de Energía, CAMMESA está a cargo de la gestión y el suministro de todos los combustibles necesarios para la operación de nuestras plantas térmicas. Desde junio de 2014, CAMMESA nos provee el gas natural y el gasoil necesarios para su funcionamiento.

Nuestros PPAs

Hemos asegurado diversos PPAs, que incluyen acuerdos con clientes privados, para nuestras centrales de generación en operación. Todos nuestros activos bajo el marco MATER operan de manera integrada dentro de una cartera única, lo que permite reducir el riesgo geográfico y tecnológico.

Al 31 de diciembre de 2025, el plazo promedio ponderado estimado de nuestros PPAs, calculado desde sus respectivas fechas de COD y ponderados basados en la productividad de cada activo, era de aproximadamente once años para las plantas de energía renovable y dos años para las plantas térmicas. La vida útil promedio de estas instalaciones se calcula a partir de su COD.

En relación con los contratos celebrados con clientes privados, el plazo promedio ponderado estimado para nuestra cartera de clientes del mercado MATER asciende a aproximadamente 6 años al 31 de diciembre de 2025.

Dadas las limitaciones actuales de capacidad de generación de energía en Argentina, anticipamos poder renovar o reemplazar los PPAs asociados a nuestras instalaciones. Sin embargo, no existe garantía de que dichas renovaciones o reemplazos se concreten. Adicionalmente, la planta Cruz Alta opera sin PPA y es remunerada bajo la Resolución 400/2025, la cual compensa al generador por la capacidad firme disponible y, en menor medida, por la energía generada, con tarifas revisadas periódicamente por CAMMESA.

La siguiente tabla muestra cierta información relacionada con nuestros PPA ejecutados a la fecha de este Prospecto:

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

	Estado	Capacidad instalada bruta (MW)(1)	Tarifas para la capacidad firme (2)(3)(4)	Factor de disponibilidad requerido(2)(3)(5)	Reembolso de gastos por electricidad suministrada (6)(7)	Tarifas de Electricidad Suministrada(7)	Vencimiento	Contraparte
Parques eólicos:								
Rawson I	Operativo	52,50	N/A	N/A	N/A	60,00	— (9)	MATER
Rawson II	Operativo	31,15	N/A	N/A	N/A	60,00	—(9)	MATER
Trelew(10)	Operativo	51,00	N/A	N/A	N/A	127,01	Agosto 2028(10)	CAMMESA
Rawson III	Operativo	25,05	N/A	N/A	N/A	60,00	—(8)	MATER
Villalonga II	Operativo	3,45	N/A	N/A	N/A	60,00	—(8)	MATER
Pomona II	Operativo	11,70	N/A	N/A	N/A	60,00	—(8)	MATER
Chubut Norte II	Operativo	26,28	N/A	N/A	N/A	60,00	—(8)	MATER
Madryn I	Operativo	71,10	N/A	N/A	N/A	76,23	Noviembre 2038	CAMMESA
Villalonga I	Operativo	51,75	N/A	N/A	N/A	54,96	Diciembre 2038	CAMMESA
Chubut Norte I	Operativo	28,80	N/A	N/A	N/A	66,00	Diciembre 2038	CAMMESA
Madryn II	Operativo	151,2	N/A	N/A	N/A	76,23	Septiembre 2039	CAMMESA
Chubut Norte III	Operativo	57,66	N/A	N/A	N/A	38,90	Enero 2041	CAMMESA
Chubut Norte IV	Operativo	83,22	N/A	N/A	N/A	38,90	Enero 2041	CAMMESA
Pomona I	Operativo	101,40	N/A	N/A	N/A	54,88	Julio 2039	CAMMESA
Necochea	Operativo	37,95	N/A	N/A	N/A	55,50	Febrero 2040	CAMMESA
La Elbita	Operativo	162,00	N/A	N/A	N/A	60,00	—(8)	MATER
Plantas de energía solar								
Ullum 1(11)	Operativo	25,00	N/A	N/A	N/A	53,73	Diciembre 2038	CAMMESA
Ullum 2(11)	Operativo	25,00	N/A	N/A	N/A	55,23	Diciembre 2038	CAMMESA
Ullum 3(10)	Operativo	32,00	N/A	N/A	N/A	57,63	Diciembre 2038	CAMMESA
Sierras de Ullum	Operativo	78,00	N/A	N/A	N/A	60,00	—(8)	MATER
Tocota III	Operativo	60,00	N/A	N/A	N/A	60,00	—(8)	MATER
Malargüe	Operativo	90,00	N/A	N/A	N/A	60,00	—(8)	MATER
Anchoris	Operativo	180,00	N/A	N/A	N/A	60,00	—(8)	MATER
San Rafael (12)	Operativo	150,00	N/A	N/A	N/A	60,00	—(8)	MATER
Centrales térmicas								

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

	Estado	Capacidad instalada bruta (MW)(1)	Tarifas para la capacidad firme (2)(3)(4)	Factor de disponibilidad requerido(2)(3)(5)	Reembolso de gastos por electricidad suministrada (6)(7)	Tarifas de Electricidad Suministrada(7)	Vencimiento	Contraparte
Bragado II	Operativo	59,00	25,000	N/A	7.45/10.15	N/A	Febrero 2027	CAMMESA
Bragado III	Operativo	59,00	19,000	N/A	7.45/10.15	N/A	Mayo 2027	CAMMESA

(1) Para nuestros parques eólicos, la capacidad contratada se calcula como un porcentaje de la capacidad instalada. Para nuestras centrales térmicas, la capacidad contratada se calcula en MW. Para nuestros parques solares, la capacidad contratada se calcula con la capacidad de generación nominal total de una instalación, medida en MW, sin deducciones por consumo auxiliar u otras pérdidas.

(2) Nuestros PPA para parques eólicos no proporcionan tasas de capacidad firmes ni el factor de disponibilidad requerido.

(3) En U.S.$/MWm, a menos que se indique lo contrario.

(4) Las tarifas de capacidad de la empresa están sujetas a los factores de disponibilidad establecidos en "Antecedentes Financieros". En caso de que se reduzca el factor de disponibilidad, los pagos por capacidad firme también se reducirán en consecuencia y se impondrán sanciones, según lo establecido en el PPA correspondiente.

(5) Nuestros PPA para centrales térmicas proporcionan diferentes tarifas según el combustible que se utilice para encender las turbinas (es decir, gas natural o combustible diesel). Las tarifas separadas con una barra diagonal se refieren a las tarifas para la generación a gas natural y la generación a diésel, respectivamente.

(6) En U.S.$/MWh, a menos que se indique lo contrario.

(7) En relación con el parque eólico Rawson III, en septiembre de 2016 celebramos un PPA con Loma Negra, el primer PPA con un usuario privado en Argentina para aproximadamente el 60% de la capacidad instalada de nuestro parque eólico Rawson III.

(8) La energía vendida a compradores privados bajo el marco de MATER proviene de múltiples instalaciones, incluidas Rawson III, Villalonga II, Pomona II, Chubut Norte II, Sierras de Ullum, Tocota III, Anchoris, Malargüe y La Elbita. No proporcionamos una descripción detallada de estos acuerdos, ya que los términos y condiciones de los PPA pueden variar significativamente. Al 31 de diciembre de 2025, el plazo medio ponderado de nuestros PPAs con compradores privados era de seis años.

(9) La fecha de vencimiento de nuestros PPA para el parque eólico Trelew será la que ocurra primero entre (i) quince años después de la COD de cada planta de energía o (ii) el despacho de la cantidad máxima de energía comprometida a ser adquirida por ENARSA.

(10) En el parque eólico Trelew, la Sociedad implementó un plan de mejora entre 2024 y 2025, que incluyó la instalación de tres nuevos aerogeneradores Goldwind.

(11) Celebramos tres PPAs con CAMMESA para energía solar. Dichos PPAs cubren el 100 % de la capacidad instalada de nuestros parques solares Ullum.

(12) El 24 de diciembre de 2025, el proyecto solar San Rafael alcanzó la operación comercial para 141,7 MW de capacidad instalada, seguido por 8,3 MW adicionales el 4 de febrero de 2026, alcanzando así 150 MW de su capacidad total de 180 MW.

FODER

El Contrato de Fideicomiso FODER (celebrado el 5 de agosto de 2016 entre el Gobierno Nacional, como fiduciante, y el Banco de Inversión y Comercio Exterior (“BICE”), como fiduciario) y el Contrato de Adhesión al FODER (celebrado entre el Gobierno Nacional, como fiduciante, el BICE, como fiduciario, y el generador adjudicatario, como beneficiario) establecen el derecho del generador a vender el proyecto y la obligación del fiduciante de adquirirlo ante la ocurrencia de determinados eventos desencadenantes (“Causas de Venta”).

Las Causas de Venta se detallan en la Sección 7.1 del Contrato de Adhesión al FODER, y son las siguientes:

(a) Falta de pago por parte de CAMMESA de: (i) cuatro estados de cuenta de venta consecutivos (y las eventuales facturas y notas de crédito o débito, si las hubiera); o (ii) seis estados de cuenta de venta no consecutivos (más las facturas, notas de crédito o débito pendientes, si las hubiera) durante un período de doce meses;

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

(b) Evento de inconvertibilidad, definido como un evento o una serie de eventos que resulten en la imposibilidad del generador de comprar dólares estadounidenses o convertir pesos argentinos en dólares estadounidenses en la Argentina, por un monto igual o superior al importe facturado al generador dentro de los seis meses posteriores a la ocurrencia de dicho evento o serie de eventos, o por el monto necesario para realizar cualquier pago de intereses bajo los documentos de financiamiento (el que sea mayor); siempre que no exista otro procedimiento o instrumento disponible para realizar dicha conversión en ningún mercado, y una vez alcanzado el COD del proyecto, en tanto la deuda de largo plazo de la República Argentina denominada en moneda extranjera no tenga calificación de grado de inversión;

(c) Evento de no transferibilidad, definido como un evento o una serie de eventos que resulten en la imposibilidad del generador de pagar o transferir dólares estadounidenses a personas o cuentas bancarias ubicadas fuera de la República Argentina, por un monto igual o superior al importe facturado al generador dentro de los seis meses posteriores a la ocurrencia de dicho evento o por el monto necesario para realizar cualquier pago de intereses bajo los documentos de financiamiento (el que sea mayor); siempre que no exista otro procedimiento o instrumento disponible para realizar dicha transferencia, y una vez alcanzado el COD del proyecto, en tanto la deuda de largo plazo de la República Argentina denominada en moneda extranjera no tenga calificación de grado de inversión;

(d) (i) Terminación anticipada del FODER por causas atribuibles al Gobierno Argentino, o (ii) cualquier modificación o adenda al Contrato de Fideicomiso FODER que, en cualquiera de los casos mencionados, excluya el respaldo otorgado por la Cuenta de Garantía FODER, en perjuicio del generador en su carácter de beneficiario, sin el consentimiento previo y por escrito del generador, salvo que dicha garantía sea reemplazada por un instrumento equivalente; o

(e) Incumplimiento por parte de CAMMESA de las disposiciones de un laudo arbitral o sentencia judicial firme que surja de una controversia sometida al procedimiento establecido en el PPA.

Garantías del Banco Mundial bajo el FODER

En agosto de 2017, el Banco Mundial otorgó una garantía bajo el FODER por US$480 millones para cada uno de los proyectos de las rondas 1 y 1.5 del programa RenovAr. Asimismo, en marzo de 2018, el Banco Mundial amplió la cobertura mediante una garantía adicional por US$250 millones para los proyectos de la ronda 2 del programa RenovAr. El alcance de estas garantías cubre las obligaciones del fiduciario del FODER respecto del pago del precio de compra de los activos del proyecto correspondiente, conforme a los términos del respectivo Contrato de Adhesión al FODER.

En particular, si el FODER no dispone de los fondos necesarios en las cuentas de garantía, el fiduciario del FODER solicita al Gobierno Argentino la contribución de los recursos. En caso de que el Gobierno Argentino no cuente con fondos suficientes para cumplir su garantía, el Banco Mundial garantiza parcialmente dicha obligación. Según el acuerdo de indemnidad suscripto entre el Banco Mundial y la República Argentina, si el Banco Mundial debiera efectuar un pago en virtud de esta garantía, el Gobierno Argentino deberá reembolsar inmediatamente dichos fondos.
El incumplimiento de esta obligación podría dar lugar a que el Banco Mundial suspenda, cancele o acelere sus líneas de financiamiento con la República Argentina.

PPAs celebrados con CAMMESA para nuestros parques eólicos y solares

PPAs de los parques eólicos Rawson I y II

Los dos contratos de compraventa de energía (PPAs) correspondientes a los parques eólicos Rawson I y Rawson II expirarán al producirse el primero de los siguientes eventos: (i) el transcurso de 15 años (prorrogables por 18 meses adicionales) contados desde la fecha en que la primera planta de generación fue puesta en servicio y certificada por CAMMESA y el ENRE, o (ii) la fecha en la que se haya alcanzado la cantidad máxima de energía comprometida para la compra por los compradores (2.400 GWh para Rawson I y 1.425 GWh para Rawson II).

A la fecha de este Prospecto, el PPA de Rawson I y II ha expirado tras haber cumplido con la cantidad total de energía comprometida y han migrado al programa MATER conforme a la Resolución Nº 360/2023.
A continuación, se presenta un resumen de los principales términos de los PPAs de los parques eólicos Rawson, previo a migrar al programa MATER

- Tenemos la obligación de operar y mantener los parques eólicos sujetos a dichos contratos y de vender la energía eléctrica cuando CAMMESA lo despache, en su carácter de coordinador del despacho eléctrico.

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

- En virtud de estos PPAs, tenemos derecho a recibir pagos en dólares estadounidenses por cada MWh efectivamente despachado. Sin embargo, debido a que la energía generada por los parques Rawson se beneficia de la prioridad de despacho establecida por el marco regulatorio actual, no percibimos cargos por capacidad firme, como es habitual en los proyectos eólicos.

- El comprador no tiene obligaciones de tipo "take or pay", por lo que no está obligado a adquirir un volumen mínimo de energía generada. Además, el comprador sólo está obligado a adquirir hasta el volumen máximo efectivamente entregado al SADI (2.400 GWh para Rawson I y 1.425 GWh para Rawson II).

- La energía efectivamente entregada se remunera a razón de US$128,7/MWh para Rawson I y US$124,2/MWh para Rawson II.

- En caso de que nuestros costos operativos o de mantenimiento aumenten por inflación u otros factores, no podemos trasladar dichos incrementos al comprador.

- Los montos pagaderos bajo estos PPAs están denominados en dólares estadounidenses y pagaderos en pesos argentinos al tipo de cambio de referencia mayorista publicado por el Banco Central de la República Argentina (Comunicación "A" 3500), calculado el día hábil anterior al vencimiento de la obligación de pago por parte de CAMMESA.

- Si las partes acuerdan que ha ocurrido un evento de fuerza mayor (según lo definido por el Código Civil y Comercial de la Nación), cualquiera de ellas puede suspender el cumplimiento del contrato hasta que dicho evento haya cesado.

- El comprador puede aplicar multas pecuniarias en determinadas circunstancias. Si, en conjunto, las multas aplicadas superan el 15% del monto total del contrato, el comprador tiene derecho a rescindir el PPA previa notificación escrita.

Desde noviembre de 2019, somos la contraparte de los acuerdos MEM de Rawson I y II, y CAMMESA nos realiza los pagos directamente, conforme a las instrucciones de la Secretaría de Energía.

PPA del parque eólico Trelew

De acuerdo con el PPA celebrado (a través de nuestra subsidiaria Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U.) en relación con el parque eólico Trelew, tenemos derecho a recibir pagos por la energía eléctrica entregada a razón de US$127,01/MWh, sin percibir cargos por capacidad firme. El contrato expirará al producirse el primero de los siguientes eventos: (i) el transcurso de quince (15) años (prorrogables por dieciocho (18) meses adicionales a opción del comprador) contados desde la fecha en que la primera planta de generación fue puesta en servicio y certificada por CAMMESA y el ENRE, o (ii) cuando se haya alcanzado el despacho efectivo de la cantidad máxima de energía comprometida para la compra por el comprador (2.600 GWh).

Los principales términos de este PPA son similares a los del contrato de los parques eólicos Rawson I y II, excepto en los siguientes aspectos:

- La energía efectivamente entregada se remunera a razón de US$127,01/MWh.
- El comprador sólo está obligado a adquirir hasta 2.600 GWh efectivamente entregados al SADI.

Desde noviembre de 2021, somos la contraparte del Acuerdo MEM del parque eólico Trelew, y CAMMESA nos realiza los pagos directamente, conforme a las instrucciones de la Secretaría de Energía.

PPA del parque eólico Madryn

Celebramos dos contratos de compraventa de energía (PPAs) en relación con el proyecto del parque eólico Madryn, que reemplazaron los PPAs celebrados con CAMMESA bajo la Resolución N.º 712/2009 de la Secretaría de Energía.
Estos PPAs expiran a los 20 años contados desde la autorización comercial para operar en el MEM (es decir, la fecha de COD). El 2 de noviembre de 2018, el parque eólico Madryn I entró en operación con una capacidad instalada de 71,1 MW, y el 26 de septiembre de 2019, el parque eólico Madryn II comenzó a operar con una capacidad instalada de 151,2 MW.

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

A continuación, se resumen los principales términos de los PPAs correspondientes al proyecto del parque eólico Madryn:

- Tenemos la obligación de construir, operar y mantener el parque eólico sujeto a dichos contratos y de vender la energía eléctrica a CAMMESA, en representación de los agentes del MEM.

- Nos comprometemos a 220 MW de potencia instalada.

- CAMMESA debe comprar toda la energía producida por el proyecto y entregada en el punto de conexión establecido en los PPAs.

- Bajo estos contratos, tenemos derecho a recibir: (i) un pago por la energía efectivamente despachada de al menos US$76,23/MWh, y (ii) un ajuste anual adicional previsto en los PPAs, determinado como un porcentaje del precio por la energía efectivamente despachada.

- Los montos pagaderos estarán denominados en dólares estadounidenses y abonados en pesos argentinos al tipo de cambio vigente del día hábil inmediato anterior a la fecha de pago.

- En caso de fuerza mayor (según lo definido por el Código Civil y Comercial de la Nación), podremos suspender el cumplimiento de nuestras obligaciones hasta la finalización del evento.

- CAMMESA tendrá derecho a aplicar multas pecuniarias o rescindir el PPA si incurrimos en alguno de los eventos de incumplimiento previstos en el contrato.

- Las obligaciones de CAMMESA bajo los PPAs estarán garantizadas por el FODER, en el cual el Gobierno Argentino actúa como fiduciante.

- Las obligaciones de pago del FODER están limitadas a los fondos existentes en la cuenta de garantía de pagos de energía en cada momento.

- En caso de no alcanzarse la fecha de COD, CAMMESA podrá imponer una multa diaria por demora.

Para cumplir con las condiciones precedentes establecidas en la Resolución E 202 del ex Ministerio de Energía y Minería, el 12 de diciembre de 2016 celebramos un acuerdo con Parque Eólico Loma Blanca I S.A., Loma Blanca II S.A. y Loma Blanca III S.A. (todas controladas por Goldwind), modificado el 15 de septiembre de 2017, en relación con la construcción del sistema de interconexión de nuestro parque eólico Madryn y los parques Loma Blanca I, II y III al SADI, conocido como el "Acuerdo Resolución 202". A la fecha de este Prospecto, no conocemos la identidad del controlante ni de los beneficiarios finales de Goldwind.

El Acuerdo bajo la Resolución N.º 202 contempla lo siguiente: (i) que nosotros y Goldwind seremos responsables conjuntos de la construcción, gestión, ejecución y financiamiento del sistema de interconexión de los parques Madryn y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U. con el SADI, mediante las obras de ampliación de la ET de 500 kV propiedad de Transener (conforme se define más adelante); y (ii) que la finalización y posterior COD de las obras se concretarán dentro de los 29 meses posteriores al 31 de mayo de 2017, fecha de ejecución de los PPAs entre CAMMESA y nosotros por un lado, y Loma Blanca por el otro, para la compra de energía generada por Madryn y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U., respectivamente.

La inversión total estimada asciende a US$56,9 millones, de los cuales 40,5% será asumido por Goldwind y 59,5% por nosotros. El 13 de diciembre de 2016, nosotros y Goldwind solicitamos al Ministerio de Energía: (i) la aprobación del Acuerdo Resolución 202, (ii) la determinación del componente de compensación adicional como reembolso por nuestra participación en la construcción del sistema de interconexión, y (iii) la instrucción a CAMMESA para incluir dicha compensación adicional en los respectivos PPAs.

PPAs de los parques eólicos Villalonga I y Chubut Norte I

En el marco del proceso licitatorio de la Ronda 1 del programa RenovAr, fuimos adjudicatarios (mediante la Resolución N.º 213 del Ministerio de Energía) del derecho a desarrollar los proyectos Chubut Norte I y Villalonga I. El 12 de enero de 2017, (a través de nuestras subsidiarias GVA y GVS) celebramos contratos de compraventa de energía (PPAs) con CAMMESA para dichos proyectos, los cuales vencerán el 18 de diciembre de 2038 (Villalonga I) y el 11 de diciembre de 2038 (Chubut Norte

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

I).

Los principales términos de estos PPAs son similares a los del parque eólico Madryn, salvo por las siguientes diferencias:

- El precio que CAMMESA abonará será de US$54,96/MWh para el proyecto Villalonga I y de US$66/MWh para el proyecto Chubut Norte I, más un ajuste anual adicional establecido en los PPAs como un porcentaje del precio de la energía efectivamente despachada.

- Conforme a los PPAs, la potencia comprometida por nosotros asciende a 50 MW para Villalonga I y 28,35 MW para Chubut Norte I.

PPA del parque eólico Pomona I

En el marco del proceso licitatorio de la Ronda 1.5 del programa RenovAr, fuimos adjudicatarios (mediante la Resolución N.º 281 del Ministerio de Energía) del derecho a desarrollar el proyecto Pomona. El 26 de mayo de 2017, (a través de nuestra subsidiaria Genneia Vientos del Sudoeste S.A.), celebramos un PPA con CAMMESA para el proyecto del parque eólico Pomona, el cual vencerá 20 años después de la autorización comercial para operar en el MEM (COD).

Los principales términos de este contrato son similares a los del parque eólico Madryn, salvo por las siguientes diferencias:

- El precio que CAMMESA abonará será de US$54,88/MWh, más un ajuste anual adicional establecido en el PPA como un porcentaje del precio por la energía efectivamente despachada.

- De acuerdo con el PPA, la potencia comprometida por nosotros asciende a 100 MW.

PPA del parque eólico Necochea

En el marco del proceso licitatorio de la Ronda 1.5 del programa RenovAr, Buenos Aires Energía S.A., nuestro socio en la empresa conjunta (negocio conjunto) para el proyecto Vientos de Necochea I, fue adjudicatario (mediante la Resolución N.º 281 del Ministerio de Energía) del derecho a desarrollar el proyecto Necochea. El 21 de noviembre de 2017, Vientos de Necochea —participada en un 50% por Buenos Aires Energía S.A. y en un 50% por nosotros, con igual derecho a voto— celebró un PPA con CAMMESA en relación con dicho proyecto, el cual vencerá 20 años después de la fecha en que CAMMESA otorgó la autorización comercial para operar en el MEM.

Los principales términos del PPA de Necochea son similares a los del parque eólico Madryn, salvo por las siguientes diferencias:

- El precio que CAMMESA pagará a Vientos de Necochea será de US$55,50/MWh, más un ajuste anual adicional establecido en el PPA como un porcentaje del precio de la energía efectivamente despachada.

- Conforme al PPA, la potencia comprometida por Vientos de Necochea asciende a 37,95 MW.

PPAs de los parques solares Ullum

En el marco del proceso licitatorio de la Ronda 1.5 del programa RenovAr, el derecho a desarrollar los proyectos solares Ullum fue adjudicado a su propietario original mediante la Resolución N.º 281 del Ministerio de Energía. En noviembre y diciembre de 2017, se celebraron los PPAs con CAMMESA, los cuales vencerán el 18 de diciembre de 2038 (Ullum 1 y 2) y el 21 de diciembre de 2038 (Ullum 3).

Los principales términos de estos PPAs son similares a los del parque eólico Madryn, salvo por las siguientes diferencias:

- El precio que CAMMESA abonará será de US$53,73/MWh para Ullum 1, US$55,23/MWh para Ullum 2 y US$57,63/MWh para Ullum 3, más un ajuste anual adicional establecido en los PPAs como un porcentaje del precio por la energía efectivamente despachada.

- De acuerdo con los PPAs, la potencia comprometida asciende a 25 MW para Ullum 1, 25 MW para Ullum 2 y 32 MW para Ullum 3.

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

PPAs de los parques eólicos Chubut Norte III y Chubut Norte IV

En el marco de la Ronda 2 del programa RenovAr, fuimos adjudicatarios (mediante la Resolución N.º 473-E/2017 del Ministerio de Energía) del derecho a desarrollar los proyectos Chubut Norte III y Chubut Norte IV. El 26 de junio de 2018, celebramos los PPAs correspondientes, cuya vigencia se extiende por 20 años desde la fecha en que CAMMESA otorgue la COD. CAMMESA otorgó las autorizaciones comerciales a los parques Chubut Norte IV y Chubut Norte III el 4 y 25 de febrero de 2021, respectivamente.

Los principales términos de estos PPAs son similares a los del parque eólico Madryn, salvo por las siguientes diferencias:

- El precio que CAMMESA abonará será de US$38,90/MWh (tanto para Chubut Norte III como para Chubut Norte IV), más un ajuste anual adicional establecido en los PPAs como un porcentaje del precio por la energía efectivamente despachada.

- Conforme a los PPAs, la potencia comprometida asciende a 59 MW para Chubut Norte III y 84 MW para Chubut Norte IV.

El 25 de febrero de 2021, CAMMESA otorgó la autorización comercial para el inicio de operaciones del parque eólico Chubut Norte III.

PPAs de las plantas térmicas Bragado II y III

Las plantas térmicas Bragado II y III, ubicadas en la ciudad de Bragado, provincia de Buenos Aires, son proyectos de generación térmica destinados a producir electricidad bajo la Resolución N.º 21, mediante contratos de largo plazo con CAMMESA. Las plantas cuentan con una capacidad instalada total de 118 MW, distribuidos en dos unidades de generación térmica de 59 MW cada una. Bragado II alcanzó su COD en febrero de 2017, mientras que Bragado III lo hizo en mayo de 2017. Al 31 de diciembre de 2025, habíamos invertido aproximadamente Ps. 85.508 millones en el desarrollo de ambas plantas.

Los proyectos fueron desarrollados bajo PPAs en dólares estadounidenses a 10 años con CAMMESA, cuyos principales términos y condiciones son los siguientes:

- Tenemos la obligación de poner a disposición hasta 60,40 MW de capacidad entre mayo y octubre de cada año, y 58 MW entre noviembre y abril.

- CAMMESA despacha la energía de las unidades de acuerdo con los requerimientos del sistema eléctrico.

- Recibimos pagos por capacidad firme de US$25.000/MW/mes para Bragado II y US$19.000/MW/mes para Bragado III.

- CAMMESA no está obligada a proveer combustible, pero puede suministrar gas natural o gasoil directamente, o reembolsarnos por dichas compras, sujeto a niveles garantizados de consumo de combustible. Conforme a las Resoluciones N.º 95/2013 y 529/2014, CAMMESA actualmente gestiona y suministra todo el combustible necesario para la operación de estas plantas.

Las plantas Bragado II y III proporcionan capacidad térmica firme al sistema eléctrico nacional, respaldando la confiabilidad del sistema y complementando la generación renovable dentro de la matriz energética argentina.

PPAs celebrados con usuarios privados en Argentina

Nuestros PPAs con usuarios privados están denominados en dólares estadounidenses, lo que brinda estabilidad y protección frente a la volatilidad del peso argentino. Todos nuestros activos bajo el marco MATER se gestionan como una cartera integrada única, lo que reduce los riesgos de concentración geográfica y tecnológica. Vendemos la mayor parte de nuestra generación como energía firme bajo contratos de tipo Delivery-or-Pay (“DoP”), estructurados sobre el nivel de generación P75 de toda nuestra cartera. Este enfoque garantiza que la variabilidad del recurso renovable no afecte nuestra capacidad para cumplir con las obligaciones contractuales.

La diferencia entre la generación P50 y P75 se comercializa a través de contratos DoP, denominados “contratos de

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

excedente". En virtud de estos acuerdos, la Compañía no asume compromiso de entrega en caso de que la generación real sea inferior a la estimada. Al 31 de diciembre de 2025, aproximadamente el 73% de nuestra energía se vende bajo contratos firmes delivery-or-pay al nivel P75, mientras que el 27% restante se comercializa como energía excedente bajo esquemas flexibles.

Los contratos DoP incluyen una ventana de entrega de un año, que proporciona un margen operativo de aproximadamente dos meses para gestionar las fluctuaciones estacionales en la disponibilidad de los recursos renovables. La energía bajo estos contratos se vende a un precio fijo durante todo el año (aproximadamente US$60/MWh en 2025). En cambio, los contratos de excedente contemplan un esquema híbrido, que combina un componente de precio fijo con exposición al precio spot de CAMMESA, dentro y fuera de bandas de precios acordadas.

En caso de incumplimiento de entrega bajo contratos DoP, las penalidades se limitan al diferencial frente al precio spot de CAMMESA, lo que reduce significativamente el riesgo a la baja.

Durante 2025, incorporamos a nuestra cartera la generación proveniente de Malargüe I, Rawson I, Rawson II y Anchoris. Como resultado, al 31 de diciembre de 2025, nuestros diez principales clientes eran: Agua y Saneamientos Argentinos S.A., Vista O&G, Telecom, Newmont (OroPlata S.A.), Loma Negra, Arcor, Petroquímica Cuyo, Aeropuertos Argentina 2000, Cinergia y Envases Food. La energía vendida a casi todos nuestros usuarios privados fue generada por los parques Rawson I, Rawson II y Rawson III, Villalonga II, Pomona II, Chubut Norte II, Sierras de Ullum, Tocota III, La Elbita, Malargüe I y Anchoris.
La tabla siguiente muestra determinada información relativa a nuestros activos de generación de energía renovable comprometidos bajo PPAs MATER.

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

–

Facilidad	Tipo de energía	Estado	COD	MW	Clientes(3)
Rawson I (1)	Viento	En Operación	Enero 2012	52,50	Industriales & Comerciales
Rawson II (1)	Viento	En Operación	Enero 2012	31,15	Industriales & Comerciales
Rawson III (2)	Viento	En Operación	Diciembre 2017	25,05	Industriales & Comerciales
Chubut Norte II	Viento	En Operación	Marzo 2021	26,28	Industriales & Comerciales
Villalonga II	Viento	En Operación	Febrero 2019	3,45	Industriales & Comerciales
Pomona II	Viento	En Operación	Agosto 2019	11,70	Industriales & Comerciales
La Elbita	Viento	En Operación	Octubre 2024	162,00	Industriales & Comerciales
Sierras de Ullum	Solar	En Operación	Marzo 2023	78,00	Industriales & Comerciales
Tocota III	Solar	En Operación	Febrero 2024	60,00	Industriales & Comerciales
Malargüe	Solar	En Operación	Enero 2025	90,00	Industriales & Comerciales
Anchoris	Solar	En Operación	Agosto 2025	180,00	Industriales & Comerciales
San Rafael(4)	Solar	En Construcción	Segundo trimestre de 2026	180,00	Industriales & Comerciales
San Juan Sur	Solar	En Construcción	Segundo trimestre de 2026	129,20	Industriales & Comerciales

(1) Rawson I y II se otorgaron originalmente bajo el programa GENREN y migraron al programa MATER el 1 de octubre de 2025 y el 1 de mayo de 2025, respectivamente.

(2) En relación con el parque eólico Rawson III, en septiembre de 2016 celebramos un PPA con Loma Negra, el primer PPA con un usuario privado en Argentina para aproximadamente el 60% de la capacidad instalada de nuestro parque eólico Rawson III.

(3) La energía vendida a compradores privados bajo el marco de MATER proviene de múltiples instalaciones, incluidas Rawson I, Rawson II y Rawson III, Villalonga II, Pomona II, Chubut Norte II, Sierras de Ullum, Tocota III, Anchoris, Malargüe y La Elbita. No proporcionamos una descripción detallada de estos acuerdos, ya que los términos y condiciones de los PPA pueden variar significativamente. A 31 de diciembre de 2024, el plazo medio ponderado de nuestros PPAs con compradores privados se sitúa en 6 años.

(4) El 24 de diciembre de 2025, el proyecto solar San Rafael alcanzó la operación comercial para 141,7 MW de capacidad instalada, seguido por 8,3 MW adicionales el 4 de febrero de 2026, alcanzando así 150 MW de su capacidad total de 180 MW.

Venta de Energía en el Mercado Spot a Costo Marginal (Resolución 400/2025)

El 20 de octubre de 2025, la Secretaría de Energía emitió la Resolución 400/2025, que aprobó las “Reglas para la Normalización del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y su Adaptación Progresiva”, con vigencia a partir del 1 de noviembre de 2025. El principal cambio introducido por esta regulación es la implementación de un mecanismo de fijación

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

de precios basado en el costo marginal para las transacciones de energía en el MEM bajo este régimen, los proyectos de energía renovable desarrollados bajo el marco MATER que alcancen la operación comercial a partir del 1 de enero de 2025 podrán vender energía al precio marginal aplicable en el mercado spot. Se espera que los proyectos de la Compañía que se vean positivamente impactados por este cambio regulatorio incluyan Malargüe I, Anchoris, San Rafael y San Juan Sur. La Compañía no anticipa ningún impacto negativo para el resto de las instalaciones.

La tabla siguiente presenta cierta información relativa a los activos de generación renovable de la Compañía que tienen la opción de vender energía a costo marginal.

Instalaciones	Tipo de energía	Estado	COD	MW(3)	Clientes
Malargüe I	Solar	En operación	Enero 2025	90,00	Industriales & Comerciales
Anchoris	Solar	En operación	Agosto 2025	180,00	Industriales & Comerciales
San Rafael (1)	Solar	En construcción	Segundo trimestre de 2026	180,00	Industriales & Comerciales
San Juan Sur	Solar	En construcción	Segundo trimestre de 2026	129,20	Industriales & Comerciales

(1) El 24 de diciembre de 2025, el proyecto solar San Rafael alcanzó la operación comercial para 141,7 MW de capacidad instalada, seguido por 8,3 MW adicionales el 4 de febrero de 2026, alcanzando así 150 MW de su capacidad total de 180 MW.

Comercialización de Gas Natural y Capacidad de Transporte

Participamos activamente en el negocio de comercialización de gas natural en el Mercado Electrónico del Gas (MEG). Para ingresar a esta actividad, obtuvimos la licencia correspondiente para operar como trader de gas natural en dicho mercado. Nuestros clientes incluyen otras empresas generadoras de energía eléctrica, grandes usuarios industriales de gas natural, otras compañías comercializadoras y productores de gas natural. Adquirimos gas natural tanto por cuenta propia para su posterior venta, como por cuenta y orden de terceros. Además, participamos —directamente y a través de nuestra subsidiaria Enersud— en la comercialización de capacidad de transporte de gas natural hacia otras distribuidoras de gas y grandes consumidores industriales. En 2005 y 2007, participamos en procesos licitatorios (RFPs 2/2005 y 1/2007) convocados por Transportadora de Gas del Sur (TGS) para la asignación de capacidad de transporte de gas natural a través del Gasoducto San Martín, que atraviesa las provincias de Santa Cruz, Chubut, Río Negro y La Pampa, en el sur de Argentina, y es operado por TGS. Como resultado, fuimos adjudicatarios de un contrato por 42 años con una capacidad total de transporte de aproximadamente 165.000 m³/día, luego de una inversión de Ps.40,0 millones (aproximadamente US$13,0 millones) destinada a la ampliación del gasoducto. Utilizamos esta capacidad de transporte con fines de comercialización, lo que nos proporciona flujos de fondos estables provenientes de contratos de largo plazo con empresas de primer nivel en Argentina.

Competencia

La demanda de energía eléctrica en Argentina es abastecida por diversas empresas generadoras públicas y privadas. Desde 2015, la incorporación de nueva capacidad instalada —tanto térmica como renovable— junto con un crecimiento moderado de la demanda, ha impulsado la entrada de nuevos participantes en el sector energético argentino.

En el mercado de generación eléctrica, considerando todas las tecnologías, competimos con actores consolidados como Central Puerto S.A., Pampa Energía S.A., YPF Luz S.A. y AES Argentina Generación S.A. En el segmento de energías

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

renovables, nuestros principales competidores son YPF Luz S.A., Pampa Energía S.A., PCR, Central Puerto S.A., Goldwind, MSU Green Energy y 360 Energy S.A. (a diciembre de 2025).

Al 31 de diciembre de 2025, Genneia posee una participación de mercado del 23% en generación renovable, más del doble que su competidor más cercano, que ronda el 10%. Desde 2017, la Compañía ha crecido sostenidamente en un entorno altamente competitivo, añadiendo más de 1,7 GW de capacidad a pesar de las incertidumbres macroeconómicas, apoyándose en sus sólidas ventajas competitivas.

Asuntos Ambientales

Debemos cumplir con las normas ambientales aplicables de alcance federal, provincial y municipal en Argentina, y consideramos que nuestras operaciones actuales cumplen sustancialmente con dichas normas, reglamentaciones y estándares, conforme han sido interpretados y aplicados históricamente. Contamos con todas las licencias y permisos ambientales necesarios para la operación de nuestras actividades o hemos iniciado los trámites correspondientes para su obtención.

Desarrollamos un programa integral de gestión y cumplimiento ambiental, sujeto a auditorías internas y externas periódicas. Desde el 4 de febrero de 2014 hasta la fecha, hemos obtenido de TÜV Argentina S.A. las certificaciones ISO 14001:2004 e ISO 45001:2018 para la generación y disponibilidad de energía en nuestras plantas térmicas, parques eólicos y solares conectados al SADI. Recientemente, ampliamos nuestro Sistema de Gestión Integrado al obtener la certificación ISO 9001 para nuestro proceso de “Gestión de Proyectos”.

Si bien consideramos que mantenemos un nivel adecuado de cobertura de seguros, la legislación ambiental argentina podría exigir niveles de cobertura no disponibles en el mercado local. (Ver “Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio y la Industria—El cumplimiento de las normas ambientales, de salud y seguridad puede requerir inversiones significativas que podrían afectar adversamente nuestros resultados operativos”).

No somos parte ni tenemos conocimiento de litigios materiales pendientes o amenazados relacionados con asuntos ambientales.

Seguros

Mantenemos cobertura integral contra todos los riesgos asegurables, incluyendo daños a maquinarias y pérdidas por interrupción de operaciones. Estas pólizas cubren daños y pérdidas derivadas de interrupciones ocasionadas por huelgas, terremotos, granizo, incendios, rayos, inundaciones y explosiones, tanto en nuestras plantas térmicas como en los parques eólicos, entre otros eventos. También contamos con seguros de responsabilidad civil por daños a terceros, así como cobertura total de riesgo para vehículos, edificios, propiedades y equipos electrónicos. Adicionalmente, contratamos pólizas contra riesgos de construcción y montaje, incluyendo cobertura por responsabilidad civil hacia terceros, para los proyectos de inversión de capital que desarrollamos.

Consideramos que el nivel de cobertura y respaldo de seguros que mantenemos es razonablemente adecuado a los riesgos inherentes a nuestras operaciones, y comparable con el nivel de cobertura y reaseguro de otras compañías de tamaño y actividad similares.

La tabla siguiente presenta un resumen de nuestras pólizas de seguro vigentes a la fecha de este Prospecto.

Proyecto (Entidad)	Tipo de seguro	Aseguradores (%)	Cantidad asegurada (EE.UU.)	Interrupción del negocio (US$)	Fecha inicial	Fecha de caducidad
Generación térmica						
Bragado II y III (Genneia)	Todo Riesgo (3)	Opción (39,5%), Allianz (20%), Nación (12,5%), Sancor (12%), Sura (8%), Chubb (5%), San Cristóbal (3%)	105.570.000 (1) 30.000.000 (2)	31.468.000	31/03/2026	17/05/2027
Bragado II y III (Genneia)	Responsabilidad Civil	Starr (100%)	15.000.000	—	25/10/2025	25/04/2027

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

Cruz Alta (Genneia))	Todo Riesgo (3)	Opción (39.5%), Allianz (20%), Nación (12.5%), Sancor (12%), Sura (8%), Chubb (5%), San Cristóbal (3%)	166.772.500 (1) 30.000.000 (2)	9.421.698	31/03/2026	17/05/2027
Cruz Alta (Genneia)	Responsabilidad Civil	Starr (100%)	15.000.000	—	25/10/2025	25/04/2027
		Generación eólica				
Rawson I-II-III, PEM I-II, Villalonga II, Pomona II, Pechén II, La Elbita III (Genneia)	Todo Riesgo (3)	Sancor (26%), Allianz (25%), Galicia a (14%), Nación (12,5%), Chubb (5,5%), San Cristóbal (4%), La Meridional (13%)	414.495.779 (1) 24.000.000 (2)	147.546.610	17/11/2025	17/11/2026
La Elbita I y II (Genneia)	Todo Riesgo (3)	Starr (100%)	210.383.000 (1) 18.811.815 (2)	36.274.456	25/06/2025	25/06/2026
La Elbita I y II (Genneia)	Responsabilidad Civil	Sancor (100%)	10.000.000	—	25/06/2025	25/06/2026
Villalonga (GVA)	Todo Riesgo (3)	Sancor (26%)- Allianz Líder (25%)- Galicia (14%)- La Meridional (13%)- Nación (12,5%)- Chubb (5,5%)- S. Cristóbal (3%)	67.448.000 (1) 10.000.000 (2)	15.657.399	25/02/2026	17/05/2027
Villalonga (GVA)	Responsabilidad Civil	Starr100%)	15.000.000	—	26/02/2026	25/04/2027
Chubut Norte I (GVS)	Todo Riesgo (3)	Sancor (26%)- Allianz Líder (25%)- Galicia (14%)- La Meridional (13%)- Nación (12,5%)- Chubb (5,5%)- S. Cristóbal (3%) (45%), Chubb (30%), Allianz (25%)	47.739.683 (1) 10.000.000 (2)	12.596.683	25/02/2026	17/05/2027
Chubut Norte I (GVS)	Responsabilidad Civil	Starr(100%)	15.000.000	—	26/02/2026	25/04/2027
Necochea (Vientos de Necochea)	Todo Riesgo (3)	Opción (45%), Chubb (30%), Allianz (25%)	67.000.000 (1) 10.000.000 (2)	13.336.055	31/03/2026	17/05/2027
Necochea (Vientos de Necochea)	Responsabilidad Civil	Allianz (100%)	5.000.000	—	31/03/2026	17/05/2027
Loma Blanca IV (Genneia)	Todo Riesgo (3)	Sancor (6%), Allianz (35%), Galicia (27,5%), Nación (12,5%), San Cristóbal (4%), La Meridional (15%)	79.861.000 (1) 24.000.000 (2)	25.814.502	17/11/2025	17/11/2026
Loma Blanca IV (Genneia)	Responsabilidad Civil	Starr (100%)	15.000.000	—	10/25/2025	25/04/2027

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Chubut Norte IV (Vientos Sudamericanos)	Todo Riesgo (3)	Sancor (100%)	97.128.418 (1) 10.000.000 (2)	21.475.599	16/04/2025	15/10/2026
Chubut Norte IV (Vientos Sudamericanos)	Responsabilidad Civil	Sancor (100%)	10.000.000	—	16/04/2025	15/10/2026
Chubut Norte III (Vientos Patagónicos)	Todo Riesgo (3)	Sancor (100%)	64.850.125 (1) 10.000.000 (2)	14.528.803	16/04/2025	15/10/2026
Chubut Norte III (Vientos Patagónicos)	Responsabilidad Civil	Sancor (100%)	10.000.000 (2)	—	16/04/2025	15/10/2026
Pomona I (Genneia Vientos Sudoeste)	Todo Riesgo (3)	Starr (100%)	113.740.605 (1) 10.000.000 (2)	26.044.307	23/07/2025	23/07/2026
Pomona I (Genneia Vientos Sudoeste)	Responsabilidad Civil	Chubb (100%)	10.000.000	—	23/07/2025	23/07/2026
		Generación Solar				
San Rafael (Genneia)	Todo Riesgo (3)	Allianz (45%), Nación (30%), Chubb (25%)	148.995.000 (1) 10.000.000 (2)	33.108.472	24/12/2025	24/06/2027
San Rafael (Genneia S.A.)	Responsabilidad Civil	Opción (100%)	10.000.000		24/12/2025	24/06/2027
Sierras de Ullum (Genneia)	Todo Riesgo (3)	Sancor (5%), Allianz (35%), Galicia (25%), Nación (12.5%), San Cristóbal (10%), La Meridional (12,5%)	60.087.309 (1) 4.000.000 (2)	11.787.911	17/11/2025	17/11/2026
Tocota III (Genneia)	Todo Riesgo (3)	Nación (100%),	51.196.670 (1) 10.000.000 (2)	11.371.724	29/12/2025	29/12/2026
Tocota III (Genneia)	Responsabilidad Civil	Opción (100%)	10.000.000	—	29/12/2025	29/12/2026
Anchoris (Genneia)	Todo Riesgo (3)	Opción (45%), Chubb (20%), La Caja (20%), Starr (10%), Allianz (5%)	112.921.000 (1) 10.000.000 (2)	29.337.285	05/06/2025	05/06/2026
Anchoris (Genneia)	Responsabilidad Civil	Chubb (100%)	10.000.000	—	05/06/2025	05/06/2026
Los Molles (Genneia)	Todo Riesgo (3)	Opción (55%), Chubb (35%), La Meridional (10%)	85.427.000 (1) 17.070.000 (2)	15.975.263	07/01/2026	29/12/2026
Los Molles (Genneia)	Responsabilidad Civil	Chubb (100%)	10.000.000	—	07/01/2026	29/12/2026
Ullum I-III (Ullum)	Todo Riesgo (3)	Sancor (5%), Allianz (35%), Galicia (25%), Nación (12,5%), San Cristóbal (10%), La Meridional (12,5%)	63.168.710 (1) 12.000.000 (2)	13.387.781	17/11/2025	17/11/2026

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

Construcción (CAR / EAR y relacionados)						
San Rafael Solar	CAR/EAR (3) (4)	Chubb (30%), Caja de Seguros (15%), Federación Patronal (35%), Starr (20%)	21.006.000(1) 10.000.000 (2)	5.411.000	15/01/2025	15/06/2026
San Rafael Solar	Carga Marítima + DSU(4)	Sancor (100%)	75.382.000	27.772.278	28/11/2024	16/07/2026
San Juan Sur Solar	CAR/EAR (3)	Opción (34%), Chubb (30%), Caja de Seguros (20%), Starr (16%)	100.937.000 (1) 10.000.000 (2)	21.965.100	11/06/2025	23/08/2026
San Juan Sur Solar	Carga Marítima + DSU	Sancor (100%)	58.402.859	21.965.100	25/04/2025	30/04/2026
Lincoln y Junín Solar	CAR/EAR (3)	Chubb (100%)	39.621.000 (1) 10.000.000 (2)	7.076.260	09/09/2025	03/06/2026
Lincoln y Junín Solar	Carga Marítima + DSU	Chubb (100%)	19.977.000	7.000.000	24/06/2025	14/05/2026
Otras coberturas						
Responsabilidad general de terceros ..... (varios proyectos)(5)	Responsabilidad Civil	Starr (100%)	15.000.000	—	25/10/2025	25/04/2027
Directores y funcionarios	D&O	Starr (100%)	15.000.000	—	28/02/2026	28/02/2027
Cyber Risk	Responsabilidad Civil	SANCOR (100%)	20.000.000		27/03/26	27/03/27

_____

(1) Monto asegurado bajo cobertura a todo riesgo.
(2) Cantidad asegurada bajo cobertura de terrorismo.
(3) Límites de interrupción de negocios incluidos bajo las mismas pólizas de todo riesgo y terrorismo.
(4) "CAR" se refiere a Construction All Risks (Todo Riesgo de Construcción), "EAR" se refiere a Erection All Risks (Todo Riesgo de Montaje) y "DSU" se refiere a Delay in Start-Up (Retraso en la Puesta en Marcha).
(5) PER I, II y III, Madryn I y II, Villalonga II, Pomona II, Chubut Norte II, La Elbita III.

Empleados

La siguiente tabla proporciona un desglose de nuestros empleados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023. Todos nuestros

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

empleados prestan funciones en Argentina.

	A 31 de diciembre,		
	2025	**2024**	**2023**
Alta Dirección	8	7	6
Profesionales	311	287	248
Administrativo	36	40	32
Personal de operación y mantenimiento	89	77	71
Plantilla total	444	411	357

El personal de operación y mantenimiento de nuestras plantas térmicas (que al 31 de diciembre de 2025 representaba el 19,37%) son miembros del sindicato Luz y Fuerza y el 0,68% son miembros de otros sindicatos. Aproximadamente el 20,05% de nuestros empleados están cubiertos por beneficios otorgados por convenios colectivos. Históricamente, hemos mantenido buenas relaciones con los sindicatos y no hemos experimentado huelgas.

A la fecha de este Prospecto, no hay suspensiones u otras acciones que afecten nuestras relaciones laborales

Procesos Judiciales

Somos parte en diversos procesos judiciales, incluyendo asuntos tributarios, laborales, comerciales y administrativos, que surgen en el curso ordinario de nuestras operaciones.

Al 31 de diciembre de 2025, manteníamos provisiones por aproximadamente Ps.400 millones relacionadas con estos procedimientos legales.

Las provisiones se reconocen cuando la Compañía tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un hecho pasado, es probable que deba cancelarse y puede hacerse una estimación confiable del monto de la obligación (Ver notas 3.12 y 11 de nuestros Estados Financieros Auditados para información adicional sobre procedimientos legales relevantes).

Reclamos con ENARSA

Desde 2011, nosotros y nuestra subsidiaria Enersud mantenemos una controversia con ENARSA (actualmente IEASA) relacionada con determinados pagos acumulados que ENARSA alega que le adeudamos bajo contratos de suministro de gas natural. Dichos pagos atrasados derivan de demoras en la sustitución de los contratos de suministro de energía con ENARSA por nuevos contratos con CAMMESA, conforme a la Resolución SE 220/07.

En 2015, notificamos a ENARSA la compensación legal de nuestra deuda con dicha entidad por US$38,2 millones, correspondiente a saldos impagos que ENARSA mantenía con nosotros. A la fecha de este Prospecto, ENARSA continúa objetando dicha compensación y exigiendo el pago.

Demanda PUI y GUI

En diciembre de 2024, fuimos notificados de una demanda iniciada por ENARSA ante tribunales argentinos, reclamando US$14,8 millones de capital, más los intereses aplicables. ENARSA sostiene que debimos haber abonado determinadas facturas por gas natural vendido entre septiembre de 2011 y agosto de 2015, a los precios entonces vigentes para el "proveedor de última instancia" (PUI, US$7,5/MMBtu) y el "gas natural de última instancia" (GUI, US$12,8/MMBtu).

Hemos impugnado las facturas y la demanda, argumentando que el precio aplicable debía ser el precio regulado correspondiente al gas natural utilizado para generación eléctrica, ya que el combustible fue consumido por nuestras

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

plantas térmicas. A la fecha de este Prospecto, invocamos la defensa de prescripción, tras lo cual la causa podría avanzar hacia la etapa probatoria.

Reclamos por PPAs con ENARSA

En enero de 2021, junto con Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U, presentamos reclamos arbitrales contra ENARSA ante el Tribunal de Arbitraje General de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, reclamando montos adeudados bajo los PPAs.

En el reclamo presentado el 12 de diciembre de 2022, el Tribunal Arbitral falló a nuestro favor y ordenó a ENARSA pagarnos US$9,4 millones, más interés anual del 6% desde la notificación de la demanda hasta la fecha de pago. Apelamos el laudo en relación con la tasa y cálculo de los intereses, mientras que ENARSA apeló la totalidad del fallo. La Cámara Comercial confirmó el laudo con costas a ENARSA y elevó la tasa de interés al 8%. ENARSA presentó recurso de queja y recurso de nulidad respecto de la tasa de interés fijada. A la fecha de este Prospecto, la nulidad se encuentra pendiente de resolución. El recurso extraordinario federal interpuesto por ENARSA fue rechazado, por lo que el 18 de febrero de 2025 presentó un recurso ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación, y actualmente el expediente se encuentra a resolver.

Respecto del reclamo arbitral del Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U, el 15 de febrero de 2024, el tribunal hizo lugar a la demanda arbitral y ordenó a ENARSA pagar aproximadamente US$8,8 millones, más interés al 6%, según pericia contable. ENARSA apeló el laudo arbitral, y a la fecha de este Prospecto, la causa se encuentra en revisión ante la Cámara Comercial.

CAMMESA

Reclamo por Diferencias de Tipo de Cambio

Bajo los contratos del MEM celebrados conforme a la Resolución SE N.º 220/2007 (plantas Concepción del Uruguay I y II, Las Armas I y II, Matheu, Olavarría, Bragado, Paraná y Pinamar), CAMMESA ha venido pagando parcialmente nuestras facturas, sin incluir los montos derivados de la diferencia entre el tipo de cambio a la fecha de liquidación y el tipo de cambio a la fecha de pago.

El 5 de diciembre de 2019, presentamos una demanda judicial contra CAMMESA por US$13,0 millones, correspondiente a los períodos entre diciembre de 2012 y julio de 2019, actualmente tramitada ante el Juzgado Contencioso Administrativo Federal N.º 4. En septiembre de 2025, se dictó sentencia en nuestra contra. A la fecha de este Prospecto, hemos apelado el fallo, y el proceso continúa pendiente.

En octubre de 2022, noviembre de 2023 y septiembre de 2024, junto con nuestra subsidiaria Parque Eólico Loma Blanca IV, iniciamos reclamos extrajudiciales ante CAMMESA, exigiendo montos adeudados por diferencias de tipo de cambio entre la fecha de liquidación y la de pago bajo los siguientes conceptos: Contratos del MEM (Resolución SE N.º 220/2007): US$13,7 millones (transacciones entre agosto 2019 y mayo 2024). PPAs de los parques eólicos Rawson I y II: US$11,1 millones (transacciones entre noviembre 2019 y marzo 2024). PPA del parque eólico Trelew: US$5,4 millones (transacciones entre abril 2021 y marzo 2024). A la fecha de este Prospecto, se han completado el reclamo administrativo previo y la mediación obligatoria, cumpliendo así con los requisitos legales para iniciar las acciones judiciales correspondientes, si la Compañía decidiera hacerlo.

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

IV. FACTORES DE RIESGO

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

Riesgos relacionados con 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, económica y financiera que puede afectar los resultados económicos de Argentina. En el pasado, la inestabilidad en Argentina se ha desatado por muchos factores diferentes, que incluyen los siguientes:

- hechos o factores económicos externos adversos;
- alto gasto público y déficits fiscales;
- políticas fiscales y monetarias contradictorias;
- falta de independencia del Banco Central;
- dependencia de financiación externa;
- cambios en las políticas económicas o impositivas de gobierno;
- financiamiento monetario del déficit fiscal;
- altos índices de inflación;
- cambios abruptos en los valores de las divisas;
- altas tasas de interés;
- intervención del gobierno en el sector privado, como aumentos salariales, prohibición de despidos, incremento de las indemnizaciones obligatorias y controles de precios;
- eventos climáticos extraordinarios;
- controles cambiarios y de capital;
- devaluación del Peso;
- tensiones políticas y malestar social;
- falta de consensos;
- mayor incertidumbre durante los períodos electorales;
- falta de seguridad jurídica;
- debilidad institucional y altos niveles de corrupción;
- fluctuaciones en las reservas del Banco Central;
- conflictos geopolíticos globales, incluyendo la guerra entre Ucrania y Rusia, la guerra en Irán, el conflicto en Venezuela y el conflicto en Medio Oriente.
- restricciones sobre las exportaciones e importaciones; y

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

- otros shocks externos a los que las economías en desarrollo son más vulnerables, tales como crisis de salud pública (incluidas las pandemias) y acciones de gobiernos extranjeros, que podrían afectar negativamente el crecimiento sostenido de la economía argentina.

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.

Inestabilidad política y económica en Argentina puede tener un efecto adverso en la economía argentina y en nuestro negocio, resultados operativos y situación financiera.

Nuestro negocio y resultados financieros dependen en gran medida de las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias y sociales vigentes en Argentina. Somos una sociedad constituida bajo las leyes de Argentina y prácticamente todas nuestras operaciones, activos e ingresos se encuentran en Argentina o se derivan de este país. En consecuencia, nuestra situación financiera, resultados operativos y flujos de efectivo dependen en gran medida de las condiciones económicas y políticas imperantes en Argentina y de los tipos de cambio entre el Peso y las monedas extranjeras. Usted debe realizar su propia evaluación sobre Argentina y las condiciones prevalecientes en el país antes de tomar una decisión de inversión.

La economía argentina ha experimentado una volatilidad significativa en las últimas décadas, incluyendo numerosos períodos de bajo o negativo crecimiento del PBI y altos y variables niveles de inflación y devaluación de su moneda. Además, la economía argentina también es vulnerable a desarrollos adversos que afectan a sus principales socios comerciales. Las condiciones económicas de Argentina dependen de una serie de factores sobre los cuales no tenemos control. No podemos asegurarle que la economía argentina no sufrirá otra recesión. Si las condiciones económicas o monetarias en Argentina se deterioran, si la inflación se acelera aún más, o si las medidas del gobierno argentino para atraer o retener inversión extranjera y financiamiento internacional en el futuro no tienen éxito, tales desarrollos podrían afectar negativamente el crecimiento económico de Argentina y, a su vez, afectar nuestra condición financiera y resultados operativos.

Las condiciones económicas argentinas dependen de una variedad de factores, incluyendo la demanda internacional y los precios de las exportaciones de productos básicos de Argentina; la competitividad y eficiencia de las industrias y servicios nacionales; la estabilidad y competitividad del Peso frente a monedas extranjeras; altos niveles de inflación, intervención del gobierno, como controles de salarios y precios; inversión y financiamiento tanto extranjeros como nacionales; el nivel de reservas de divisas en el Banco Central, lo que puede provocar cambios en los valores de la moneda y regulaciones de control cambiario y de capital (incluyendo la importación de equipos, el servicio de nuestra deuda transfronteriza y otras necesidades relevantes para las operaciones); alto nivel de endeudamiento soberano; altas tasas de interés; shocks económicos externos adversos; cambios en las políticas económicas o fiscales implementadas por el gobierno argentino; disputas laborales y paros; el nivel de gasto del gobierno argentino y la capacidad de alcanzar y mantener el equilibrio fiscal; el nivel de desempleo; inestabilidad política y tensiones sociales.

El 24 de junio de 2021, la República Argentina fue reclasificada como Mercado Independiente (Standalone Market) por Morgan Stanley Capital International ("MSCI"), dejando así de formar parte de la categoría de mercados emergentes, en la que había sido clasificada por MSCI en 2018 e incorporada efectivamente en 2019. La reclasificación como Mercado Independiente sitúa al mercado argentino dentro de un pequeño grupo (que también incluye a Jamaica, Panamá, Trinidad y Tobago, Bosnia, Malta, Zimbabue, Líbano y Palestina), ya que MSCI ha determinado que los controles cambiarios vigentes en Argentina desde el 1 de septiembre de 2019 no cumplen con los criterios de accesibilidad para el MSCI Emerging Markets Index y el MSCI Frontier Markets Index. Además, el 24 de junio de 2025, MSCI mantuvo la clasificación de Argentina como Mercado Independiente.

Las políticas y regulaciones gubernamentales, que en ocasiones se han implementado a través de medidas informales o de facto y han estado sujetas a cambios radicales que han tenido un impacto significativo en la economía argentina en el pasado, han incluido, entre otras: (i) política monetaria, incluyendo controles cambiarios, controles de capital, altas tasas de interés y una variedad de medidas para frenar la inflación; (ii) restricciones a las exportaciones e importaciones; (iii) controles de precios; (iv) aumentos salariales obligatorios o prohibición de despidos; (v) tributación; y (vi) intervención gubernamental en el sector privado.

Además, existe incertidumbre respecto de si el gobierno argentino podrá lograr un crecimiento económico sostenible, así como la estabilización de la economía, en particular en relación con el tipo de cambio, los niveles de inflación, las reservas del Banco Central, la deuda pública, la presión fiscal y los niveles de déficit comercial y fiscal. Si el gobierno argentino no logra un crecimiento económico sostenible y estabilizar la economía, nuestro negocio, situación financiera y resultados

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

operativos podrían verse afectados negativamente.

Asimismo, en caso de una crisis económica, social o política, la capacidad del gobierno argentino para obtener financiamiento internacional o multilateral adicional, financiamiento privado o inversión extranjera directa también podría verse limitada, lo que podría tener un efecto adverso en nuestro negocio, situación financiera o resultados operativos.

La inestabilidad política y económica de Argentina ha tenido, y se espera que continúe teniendo, un impacto sustancial en nosotros. No podemos asegurar que el gobierno argentino no adoptará en el futuro medidas que puedan afectar negativamente la economía argentina o nuestro negocio, posición financiera o resultados operativos. No podemos asegurar que los futuros desarrollos económicos, regulatorios y sociales no afectarán negativamente nuestro negocio, situación financiera o resultados operativos.

Los controles de cambio y restricciones a los flujos de capital podrían limitar la disponibilidad de crédito internacional, lo que podría afectar negativamente a la economía argentina y, en consecuencia, a nuestra situación financiera y resultados operativos.

En el pasado, el gobierno argentino y el BCRA han implementado ciertas medidas que controlan y restringen la capacidad de empresas e individuos para acceder al Mercado de Cambios (según se define más adelante). Dichas medidas han incluido, entre otras: (i) restringir el acceso al Mercado de Cambios para la compra o transferencia de moneda extranjera al exterior, incluyendo el pago de dividendos; (ii) restringir la adquisición de moneda extranjera para ser mantenida en efectivo; (iii) exigir a los exportadores la repatriación y liquidación en Pesos, en el Mercado de Cambios, de la totalidad de los ingresos provenientes de sus exportaciones de bienes y servicios; (iv) limitar la transferencia de valores hacia y desde la Argentina; (v) implementar impuestos y pagos anticipados de impuestos sobre ciertas operaciones que involucren la adquisición de moneda extranjera; y (vi) restringir el acceso (incluyendo en relación con el plazo para efectuar dichos pagos) al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios y para el pago de deuda financiera. En el pasado, el BCRA estableció ciertas restricciones adicionales, como la imposición de refinanciaciones obligatorias sobre deuda denominada en dólares estadounidenses, como condición adicional para acceder al Mercado de Cambios para el repago de dicha deuda. Además, como consecuencia de los controles cambiarios, surgió una diferencia entre el tipo de cambio oficial, que actualmente se utiliza tanto para operaciones comerciales como financieras, y otros tipos de cambio informales que surgieron implícitamente como resultado de ciertas operaciones de contado con liquidación comúnmente realizadas en el mercado de capitales (dólar “MEP” o contado con liquidación). Si bien la diferencia ha sido relativamente limitada en períodos recientes, el valor de estas operaciones ha superado, en el pasado, el tipo de cambio oficial en más de un 100%.

Dada la naturaleza impredecible de los acontecimientos políticos y económicos, no es posible asegurar que no se impondrán controles cambiarios y restricciones a las transferencias más estrictos que los actualmente vigentes. En caso de un período de crisis e inestabilidad política, económica y social en la Argentina, que resulte en una contracción económica significativa, existe la posibilidad de cambios radicales en las políticas económicas, cambiarias y financieras del gobierno actual.

Estos cambios podrían implementarse con el objetivo de preservar el equilibrio de la balanza de pagos, las reservas de divisas del BCRA, prevenir la fuga de capitales o una depreciación significativa del Peso. La implementación por parte del gobierno argentino de controles y restricciones cambiarias adicionales y/o la adopción de otras medidas en respuesta a salidas de capital o la devaluación del Peso podría debilitar las finanzas públicas. Tal debilitamiento de las finanzas públicas podría tener un efecto adverso en la economía argentina y en nuestro negocio, resultados operativos, situación financiera y nuestra capacidad para realizar pagos en moneda extranjera.

En abril de 2025, la Argentina implementó una liberalización parcial de los controles cambiarios. Entre otras medidas, el Gobierno argentino introdujo: (i) un nuevo régimen de tipo de cambio, en virtud del cual el BCRA permite que el peso fluctúe dentro de una banda móvil de entre $1.000 y $1.400 por dólar estadounidense, con un incremento mensual del 1 % en la banda superior y una reducción mensual del 1 % en la banda inferior (que el BCRA anunció posteriormente que, a partir del 1 de enero de 2026, será ajustada en función de las tasas mensuales de inflación, en lugar de aplicarse una tasa fija del 1 %), sujeto a intervenciones limitadas; (ii) levantó ciertas restricciones al acceso al Mercado de Cambios, incluidas aquellas aplicables al pago de dividendos (o utilidades generadas a partir del ejercicio fiscal iniciado en enero de 2025) a accionistas extranjeros; (iii) eliminó o redujo sustancialmente la mayoría de las restricciones al acceso a moneda extranjera para personas humanas; y (iv) eliminó o cesó determinadas restricciones al acceso al Mercado de Cambios para el pago de bienes y servicios.

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

Si bien estas medidas tienen por objeto restablecer la estabilidad económica, reducir la inflación y mejorar la confianza de los inversores, aún subsisten varias restricciones, entre ellas límites e impuestos aplicables a numerosas compras de dólares estadounidenses, requisitos de repatriación de utilidades obtenidas en el exterior por residentes argentinos y restricciones a la transferencia de utilidades o dividendos al exterior.

A pesar de las medidas implementadas por la administración de Milei, no se ha divulgado un plan detallado ni un cronograma para el cese o levantamiento total de los controles cambiarios. En consecuencia, no existe certeza respecto de la duración de las medidas actualmente vigentes ni sobre la eventual imposición de restricciones adicionales. El gobierno argentino podría mantener o imponer nuevos controles cambiarios y adoptar otras medidas en respuesta a una fuga de capitales o una depreciación significativa del Peso, lo que a su vez podría limitar el acceso a los mercados internacionales de capital y afectar la economía argentina. Además, la evolución de las restricciones y medidas cambiarias puede resultar en requerimientos de información, acciones de fiscalización y sanciones por parte del BCRA debido a interpretaciones divergentes de la normativa cambiaria.

En caso de un período de recesión económica, o de inestabilidad política, económica o social en la Argentina, que resulte en una contracción económica significativa, el gobierno argentino podría cambiar fundamentalmente sus políticas económicas, cambiarias y financieras. Los controles cambiarios existentes o futuros podrían socavar las finanzas públicas del gobierno argentino, lo que podría afectar negativamente la economía argentina y, a su vez, afectar negativamente nuestro negocio, resultados operativos y situación financiera.

Las fluctuaciones en el valor del peso podrían afectar negativamente a la economía argentina y a nuestra situación financiera y resultados operativos.

La continua devaluación del Peso durante los últimos años ha tenido un impacto negativo en la economía y también ha provocado un aumento de la inflación, lo que a su vez afecta directamente los salarios reales. Además, nuestros resultados operativos están expuestos a fluctuaciones cambiarias y cualquier devaluación del Peso frente al Dólar estadounidense y otras monedas fuertes puede afectar negativamente nuestro negocio y resultados operativos. Los principales efectos en la fluctuación en el valor del Peso sobre nuestra utilidad neta están relacionados con: (i) algunos de nuestros costos operativos están denominados en Pesos, (ii) los ingresos de Cruz Alta bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base están denominados en Pesos, (iii) impuestos diferidos relacionados principalmente con propiedades, planta y equipo, que generan un gasto fiscal adicional ante la devaluación del peso; (iv) el gasto corriente por impuesto a las ganancias denominado en Pesos, que incrementa nuestra carga fiscal en términos de Dólares estadounidenses tras la devaluación del peso, (v) mayor depreciación y amortización resultante de la revaluación en Pesos de nuestros activos fijos e intangibles, y (vi) diferencias de tipo de cambio como resultado de nuestra exposición al peso, que esperamos tenga un efecto positivo dado que nuestra moneda funcional es el Dólar estadounidense. Además, la mayor parte de nuestra deuda está denominada en monedas distintas al peso; en consecuencia, una devaluación del peso frente a dichas monedas incrementará la cantidad de Pesos que necesitamos para cumplir con los términos de nuestra deuda.

Por lo tanto, estamos expuestos a riesgos asociados con las fluctuaciones en el valor del Peso frente al Dólar estadounidense, considerando que desde enero de 2002, el valor del Peso ha fluctuado significativamente. La devaluación del Peso puede tener un impacto adverso en la capacidad de ciertas empresas argentinas para cumplir con sus deudas en moneda extranjera y generar inflación, reducir sustancialmente los salarios en términos reales y poner en peligro la estabilidad de empresas, como la nuestra, cuyo éxito depende de la demanda del mercado interno y afectar negativamente la capacidad del gobierno argentino para cumplir con sus obligaciones de deuda externa. El Peso ha estado experimentando una depreciación continua, que se ha acentuado en los últimos años. En particular, el Peso sufrió una devaluación del 78,0%, 21,5% y 28,9% en 2023, 2024 y 2025, respectivamente.

Al 11 de mayo de 2026, el tipo de cambio oficial vendedor para el Dólar estadounidense publicado por el BCRA conforme la Comunicación “A” 3.500 era de $1399,47 por US$ 1,00.

Debido al aumento de la volatilidad del Peso, desde 2018 y hasta la fecha, el gobierno argentino y el BCRA han implementado ciertas medidas que controlan y restringen la capacidad de empresas e individuos para acceder al Mercado de Cambios para comprar moneda extranjera y transferirla al exterior. Dichas medidas incluyen restringir el acceso al Mercado de Cambios para la adquisición por parte de personas jurídicas de cualquier moneda extranjera; exigir a los exportadores repatriar y liquidar en pesos el producido, entre otros, de las exportaciones en el Mercado de Cambios; limitaciones a la transferencia de valores dentro y fuera de Argentina; y la implementación de impuestos sobre ciertas transacciones que involucren la adquisición de moneda extranjera, entre otras.

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

En consecuencia, no podemos predecir en qué medida el valor del Peso puede depreciarse ni cómo tales fluctuaciones pueden afectar la demanda de electricidad. Además, no podemos asegurarle que el gobierno argentino no realizará más cambios regulatorios que nos impidan o limiten compensar el riesgo derivado de nuestra exposición a otras monedas y, de ser así, el impacto que estos cambios tendrán en nuestra situación financiera y resultados operativos. No podemos asegurarle que el BCRA u otros organismos gubernamentales no aumentarán o flexibilizarán los controles o restricciones, modificarán estas regulaciones, impondrán nuevos planes de refinanciación obligatoria relacionados con deudas pagaderas en monedas distintas al Peso (como ha ocurrido en el pasado reciente), establecerán restricciones cambiarias más severas, mantendrán el régimen cambiario actual o crearán múltiples tipos de cambio para diferentes tipos de transacciones, cambiarán materialmente el tipo de cambio aplicable al que compramos moneda extranjera para atender nuestras obligaciones pendientes denominadas en moneda distinta al Peso, todo lo cual podría afectar nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones financieras a su vencimiento, obtener capital, refinanciar nuestra deuda a su vencimiento, obtener financiamiento y/o ejecutar nuestros planes de inversión. Como resultado, estos controles y restricciones cambiarias podrían afectar de manera significativa y adversa nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

En un esfuerzo por abordar el déficit fiscal, la administración Milei implementó un ajuste cambiario que llevó a una devaluación de casi el 55% del Peso frente al Dólar estadounidense en diciembre de 2023. La devaluación mensual del Peso frente al Dólar estadounidense ha sido más estable desde este ajuste cambiario. La estabilidad del Peso tras el ajuste del tipo de cambio y la flexibilización de los controles de capital ha provocado una fuerte caída de la inflación y de las tasas de interés. Esto ha impulsado la confianza y ha llevado al crecimiento del crédito tanto en Pesos como en Dólares estadounidenses. Sin embargo, cualquier devaluación adicional significativa del Peso podría afectar negativamente a la economía argentina, lo que a su vez podría afectar negativamente nuestro negocio, resultados operativos y situación financiera.

Por otro lado, un aumento sustancial en el valor del Peso frente al Dólar Estadounidense también podría generar riesgos para la economía argentina, al afectar negativamente la situación financiera de las empresas cuyos activos denominados en moneda extranjera superen sus pasivos en dicha moneda. Además, en el corto plazo, una apreciación real significativa del Peso podría perjudicar la competitividad de las exportaciones argentinas y de los negocios orientados a la exportación, incrementando el déficit de cuenta corriente. Esto podría tener un efecto negativo sobre el crecimiento económico y el empleo, y reducir los ingresos del sector público argentino al disminuir la recaudación tributaria en términos reales, dado el actual grado de dependencia de los impuestos a las exportaciones, todo lo cual afectaría negativamente nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

La inflación persistente ha tenido y puede continuar teniendo un efecto adverso en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestro negocio, resultados operativos y situación financiera.

Las altas tasas de inflación debilitan actualmente de manera significativa la economía argentina y la capacidad del gobierno para promover condiciones que permitan un crecimiento estable. En los últimos años, Argentina ha enfrentado presiones inflacionarias, evidenciadas en el incremento sostenido y considerable de los precios de bienes y servicios. Para los años 2023, 2024 y 2025, el IPC de Argentina fue 211,4 %,117,8 % y 31,5% respectivamente. Asimismo, para esos mismos años, el IPIM fue de 276,4 %, 67,1 % y 26,2% respectivamente. Para enero 2026, el IPC fue de 2,9% y el IPIM fue de 1,7%. Para febrero 2026, el IPC fue el 2,9% y el IPIM fue de 1,0%. Para marzo 2026, el IPC fue de 3,4% y el IPIM fue de 3,4%.

Niveles persistentemente altos de inflación pueden afectar aún más negativamente la competitividad internacional de Argentina, los salarios reales, las tasas de empleo, el consumo y las tasas de interés. El alto nivel de incertidumbre respecto de estas variables económicas, y la falta general de estabilidad en términos de inflación, podría llevar a una reducción en los plazos contractuales y afectar la capacidad de planificar y tomar decisiones económicas a futuro. Como se señaló anteriormente, esta situación puede tener un impacto negativo en la actividad económica, lo que podría afectar de manera material y adversa nuestro negocio, resultados operativos y situación financiera.

Si bien prácticamente todos nuestros ingresos están vinculados al dólar estadounidense, una parte de nuestros costos está denominada en Pesos. En consecuencia, si la tasa de inflación supera la devaluación del peso, nuestros costos aumentarán medidos en dólares estadounidenses. Cualquier aumento de este tipo puede afectar negativamente nuestros resultados operativos medidos y reportados en dólares estadounidenses, lo que a su vez puede tener un efecto adverso en el valor de mercado de nuestras Obligaciones Negociables.

Incertidumbre política en torno a las políticas del gobierno argentino podría afectar las condiciones macroeconómicas, políticas, regulatorias o sociales de Argentina.

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

El 19 de noviembre de 2023, Javier Milei fue elegido presidente de Argentina representando al partido político “La Libertad Avanza”, asumiendo el cargo el 10 de diciembre de 2023, tras derrotar a su oponente en una segunda vuelta con el 55,7% de los votos. Si bien la actual administración presidencial de Milei ha anunciado su intención de reducir las intervenciones directas del gobierno en la economía argentina, desde su asunción el 10 de diciembre de 2023, la administración Milei ha anunciado una serie de reformas económicas y de políticas públicas.

La administración de Milei enfrenta importantes desafíos macroeconómicos, tales como reducir la tasa de inflación, lograr superávits comerciales y fiscales, acumular reservas, respaldar el peso, eliminar los controles cambiarios, refinanciar la deuda con acreedores y mejorar la competitividad de la economía argentina. Desde la asunción de la administración de Milei, se han implementado numerosas medidas orientadas a desregular la economía argentina y limitar la intervención estatal en el sector privado, incluyendo la suspensión de licitaciones de obra pública y la reducción de subsidios a la energía y el transporte, y se espera que se adopten nuevas medidas en el futuro. Sin embargo, varias de estas medidas están siendo impugnadas en el Congreso y han sido sometidas a procesos judiciales.

El Poder Ejecutivo argentino dictó el Decreto N° 70/2023, que contempla diversas medidas para reducir el tamaño de la administración pública y el gasto público, así como para desregular la economía. Además, el 27 de diciembre de 2023, el poder ejecutivo presentó al Congreso un proyecto de ley titulado “Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos”, el cual fue finalmente aprobado por el Congreso el 28 de junio de 2024 como Ley de Bases. La Ley de Bases declaró la emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética por un período de un año, y delegó una serie de facultades legislativas al Poder Ejecutivo (dicha delegación de facultades legislativas al Poder Ejecutivo fue otorgada por un plazo determinado y expiró en julio de 2025, tras lo cual el Poder Ejecutivo ya no podrá dictar medidas legislativas bajo este marco). La Ley de Bases también establece una serie de reformas legales, institucionales y tributarias que afectan a diversos sectores de la economía, modifica la Ley N° 17.319 de Hidrocarburos y la Ley N° 26.741 de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, y establece medidas para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Asimismo, el 28 de junio de 2024, la Cámara de Diputados aprobó en forma definitiva la Reforma Fiscal, logrando reincorporar el capítulo sobre el impuesto a las ganancias y bienes personales, que había sido rechazado por el Senado. La Reforma Fiscal fue promulgada y publicada en el Boletín Oficial el 8 de julio de 2024, entrando en vigencia a partir de esa fecha.

El entorno regulatorio en la Argentina está sujeto a cambios frecuentes. El Congreso argentino ha adoptado medidas para revisar y, en algunos casos, revocar decretos emitidos por el Poder Ejecutivo. En una sesión celebrada el 4 de septiembre de 2025, el Senado argentino aprobó un proyecto de ley destinado a restringir la facultad del Poder Ejecutivo de dictar Decretos de Necesidad y Urgencia (DNU), incrementando así el control legislativo sobre la formulación de políticas futuras. El proyecto de ley fue posteriormente modificado por la Cámara de Diputados del Congreso de la Nación en octubre de 2025. Como consecuencia, el texto modificado fue remitido al Senado donde aún no se ha votado. Además, el Congreso ha reinstaurado recientemente ciertas regulaciones que habían sido previamente vetadas por el Poder Ejecutivo. Esta interacción entre los poderes legislativo y ejecutivo podría derivar en nuevos cambios en el marco regulatorio, lo cual podría afectar negativamente nuestro negocio, nuestras operaciones, nuestra situación financiera y nuestros resultados operativos.

No podemos predecir el impacto que estas medidas, ni el de cualquier medida futura que pueda adoptar el gobierno argentino, tendrán sobre la economía argentina en general y sobre el sector energético en particular. La incertidumbre política en Argentina respecto de las políticas adoptadas y que puedan adoptarse en el futuro por el gobierno podría generar una mayor volatilidad en los precios de mercado de los valores emitidos por emisores argentinos y podría tener un efecto adverso material sobre la economía, lo que a su vez podría afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones.

El 7 de septiembre de 2025 se llevaron a cabo las elecciones legislativas provinciales de medio término en la Provincia de Buenos Aires. El partido político Fuerza Patria obtuvo el 47,3 % de los votos, mientras que el partido del presidente Milei, La Libertad Avanza, recibió el 33,7 % de los votos. Tras las elecciones, los mercados de capitales internacionales y locales reaccionaron negativamente, lo que se tradujo en una mayor volatilidad de los activos argentinos y una caída en los precios de las acciones y los bonos. Estos resultados ponen de manifiesto la sensibilidad del sentimiento de los inversores frente a los acontecimientos políticos en la Argentina y podrían afectar negativamente nuestra capacidad para acceder a financiamiento (incluso a través de los mercados internacionales de capitales) o las condiciones bajo las cuales dicho acceso esté disponible.

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

El 26 de octubre de 2025 se celebraron elecciones legislativas nacionales de medio término en la Argentina, con el objeto de renovar la mitad de las bancas de la Cámara de Diputados del Congreso de la Nación y un tercio de las bancas del Senado. El partido del presidente Milei, La Libertad Avanza, obtuvo aproximadamente el 40,7 % de los votos para la Cámara de Diputados y alrededor del 42,0 % para el Senado, mientras que la principal coalición opositora, Fuerza Patria, obtuvo aproximadamente el 31,7 % de los votos para la Cámara de Diputados y el 28,4 % para el Senado.

Aun con la nueva composición del Congreso argentino, el Poder Ejecutivo nacional continúa requiriendo consensos políticos para implementar su agenda, incluida su capacidad de avanzar con las medidas de desregulación previstas en la Ley de Bases.

Si bien los mercados financieros parecen haber reaccionado de manera positiva a los resultados electorales, no puede asegurarse que dichas condiciones se mantengan en el tiempo. No podemos prever el impacto que los resultados de las elecciones legislativas y la nueva composición del Congreso de la Nación puedan tener sobre la economía argentina, ni el impacto que la implementación de nuevas políticas gubernamentales pueda tener sobre nuestro negocio, situación financiera y resultados de las operaciones. La oposición política o social a las medidas de reforma del Gobierno, acontecimientos externos adversos o demoras en la implementación de políticas estructurales podrían revertir estas tendencias y generar volatilidad en los mercados financieros argentinos, afectando negativamente el acceso al financiamiento internacional, el valor del peso argentino y la estabilidad general de la economía del país, lo cual podría afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera , y nuestros resultados operativos, o afectar la capacidad de pago bajo nuestras Obligaciones Negociables.

La capacidad de Argentina para obtener financiamiento de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su aptitud para fomentar el crecimiento económico.

Durante los últimos años, Argentina ha experimentado repetidas crisis financieras, lo que ha dado lugar a varios incumplimientos de deuda, reestructuraciones de deuda y un aumento de la deuda pública. El gobierno argentino ha enfrentado dificultades en el pago de su deuda soberana en el pasado. Como resultado, el gobierno argentino podría no tener acceso a financiamiento internacional, o su acceso podría ser costoso, lo que limitaría su capacidad para realizar inversiones y fomentar el crecimiento económico.

Adicionalmente, las empresas argentinas también podrían tener dificultades para acceder a financiamiento internacional, ya sea a costos razonables o en absoluto.

El 28 de enero de 2022, el Gobierno argentino alcanzó un acuerdo con el FMI, aprobado mediante la Ley N.º 27.668, para renegociar los vencimientos de capital por aproximadamente US$ 44.000 millones desembolsados entre 2018 y 2019 bajo un Acuerdo Stand-By, cuyos pagos estaban originalmente programados para 2021, 2022 y 2023. El 25 de marzo de 2022, el FMI aprobó un Acuerdo de Facilidades Extendidas (Extended Fund Facility) a 30 meses por el mismo monto total de US$ 44.000 millones, con revisiones trimestrales destinadas a verificar el cumplimiento de las metas establecidas. Las revisiones subsiguientes dieron lugar a varios desembolsos, entre ellos US$ 3.900 millones en octubre de 2022, US$ 6.000 millones en diciembre de 2022 y US$ 7.500 millones en agosto de 2023, entre otros. Debido a la sequía sin precedentes y a desvíos en la implementación de políticas, no se cumplieron algunos de los objetivos clave del programa, lo que llevó a la adopción de nuevas medidas en julio de 2023 destinadas a fortalecer las reservas y el orden fiscal. La séptima revisión, en febrero de 2024, autorizó un desembolso de US$ 4.700 millones, y la revisión más reciente, en junio de 2024, aprobó US$ 790 millones, cubriendo los pagos hasta julio de 2024.

El 11 de marzo de 2025, el Poder Ejecutivo argentino publicó el Decreto N.º 179/2025, que aprobó un nuevo Acuerdo de Facilidades Extendidas (“EFF”, por sus siglas en inglés) a celebrarse con el FMI por un plazo de 10 años. Los fondos bajo este programa se utilizarán principalmente para refinanciar pasivos, incluyendo letras del Tesoro y otras deudas con el FMI. El 19 de marzo de 2025, la Cámara de Diputados del Congreso de la Nación aprobó el Decreto 179/25, confirmando así su validez y eliminando el riesgo de revocación.

El 8 de abril de 2025, el FMI anunció que había alcanzado un acuerdo a nivel de personal técnico con las autoridades argentinas para un nuevo acuerdo EFF por un monto total de aproximadamente US$20.000 millones. El 11 de abril de 2025, el Directorio Ejecutivo del FMI aprobó el programa, autorizando también un desembolso inicial inmediato de US$12.000 millones y un desembolso adicional de US$2.000 millones programado para junio de 2025, que se hizo efectivo el 1 de agosto de 2025. El acuerdo vencerá en 10 años (con un período de gracia de cuatro años y medio).

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

Entre 2023 y 2025, la Argentina obtuvo varios préstamos y acuerdos financieros de relevancia, entre ellos la renovación del swap de monedas con China por Yuanes Chinos ("CNY") 130.000 millones, equivalentes a aproximadamente US$ 18.200 millones al tipo de cambio publicado por el BCRA; un paquete de apoyo financiero de US$ 10.000 millones del Banco Interamericano de Desarrollo (BID); y asistencia financiera plurianual autorizada por el Banco Mundial por un total de US$ 12.000 millones, de los cuales US$ 1.500 millones estuvieron disponibles de forma inmediata. Además, el BCRA celebró un acuerdo de recompra (REPO) por US$ 2.000 millones con bancos privados internacionales, con el fin de reforzar las reservas en moneda extranjera. En septiembre de 2025, el Gobierno argentino y el Departamento del Tesoro de los Estados Unidos anunciaron un marco para el establecimiento de una línea bilateral de swap de monedas por hasta aproximadamente US$ 20.000 millones, en virtud de la cual el Banco Central podrá obtener dólares estadounidenses a cambio de pesos argentinos.

Si bien estos procesos de reestructuración y refinanciamiento han sido exitosos, no se puede garantizar que Argentina podrá cumplir con sus compromisos con los acreedores. Los mercados internacionales siguen siendo cautelosos respecto a la sostenibilidad de la deuda argentina y, en consecuencia, los indicadores de riesgo país permanecen elevados. No puede asegurarse que las calificaciones crediticias de Argentina se mantendrán o que no serán degradadas, suspendidas o canceladas. Cualquier degradación, suspensión o cancelación de la calificación de la deuda soberana argentina podría tener un efecto adverso en la economía argentina y en nuestro negocio.

Adicionalmente, el contexto internacional a la fecha de este Prospecto, como las altas tasas de interés internacionales, el precio de los bonos argentinos, la menor liquidez global y la aversión al riesgo—como las impulsadas por el endurecimiento monetario en Estados Unidos, tensiones geopolíticas y fluctuaciones en los precios de los commodities, entre otros factores—crean un escenario incierto respecto de la capacidad de Argentina para obtener las divisas necesarias para reconstruir sus reservas y cumplir con sus obligaciones con los acreedores. Si el gobierno argentino no cumple con los compromisos económicos y fiscales acordados con el FMI, Argentina podría enfrentar un incumplimiento de su deuda con la organización y, en consecuencia, su situación financiera y económica podría verse afectada negativamente.

Sin un acceso renovado a los mercados financieros, el gobierno argentino podría no contar con los recursos financieros para impulsar el crecimiento. Además, la imposibilidad de Argentina de obtener crédito en los mercados internacionales podría tener un impacto directo en nuestra capacidad para acceder a esos mercados y financiar nuestras operaciones y crecimiento, incluyendo el financiamiento de gastos de capital, lo que afectaría negativamente nuestra situación financiera, resultados operativos y flujos de efectivo. Asimismo, no podemos predecir el resultado o el impacto de cualquier futura reestructuración de la deuda soberana argentina.

Una disminución de las reservas internacionales mantenidas por el Banco Central de la República Argentina podría afectar negativamente a la economía argentina y, en consecuencia, a nuestra situación financiera y resultados operativos.

La cantidad de reservas internacionales disponibles para el Banco Central es un tema crucial, ya que garantiza el funcionamiento normal de la economía local y le permite hacer frente a una crisis o a turbulencias en los mercados. Las reservas internacionales del Banco Central ascendían a US$41.167 millones al 31 de diciembre de 2025.

Un aumento en la volatilidad o depreciación del Peso, la implementación de un programa de "competencia libre de monedas" o la dolarización de la economía argentina, como propuso el presidente Milei durante su campaña, o una reducción de las reservas del Banco Central, podrían impactar negativamente en la economía argentina, lo que a su vez podría afectar adversamente nuestra situación financiera y resultados operativos.

La economía Argentina es vulnerable ante eventos climáticos y precios internacionales de los commodities.

La economía de Argentina históricamente se ha centrado en la producción y exportación de ciertos productos básicos. Los altos precios de las materias primas han contribuido significativamente al aumento de las exportaciones argentinas desde 2002, así como a los ingresos del gobierno provenientes de impuestos a la exportación. Sin embargo, esta dependencia de la exportación de ciertos productos, como la soja, ha hecho que la economía argentina sea más vulnerable a las fluctuaciones en sus precios.

Dada su dependencia de estos productos agrícolas, Argentina también es vulnerable a eventos climáticos, como las sequías que ocurrieron en 2018 y 2023, las cuales pueden afectar negativamente la producción de productos agrícolas, reduciendo los ingresos fiscales y el ingreso de dólares estadounidenses. Presiones inflacionarias, conflictos geopolíticos como la guerra entre Rusia y Ucrania, la guerra en Irán, el conflicto en Venezuela y el conflicto en Medio Oriente, interrupciones en las cadenas de suministro, entre otras circunstancias, pueden afectar el precio de productos básicos como la soja, el trigo y el

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

maíz, así como el precio del petróleo y la energía.

Si los precios internacionales de los productos básicos continúan disminuyendo o si en el futuro ocurren factores climáticos que puedan tener un efecto adverso sobre las actividades productivas en Argentina, la economía argentina podría verse afectada negativamente. Además, condiciones climáticas adversas pueden afectar la producción de productos básicos por parte del sector agrícola, que representa una porción significativa de los ingresos por exportaciones de Argentina.

Estas circunstancias impactarían negativamente en los ingresos del gobierno, la disponibilidad de divisas y la capacidad del gobierno para cumplir con el servicio de su deuda soberana. Tales condiciones podrían generar presiones recesivas o inflacionarias, dependiendo de la respuesta de política del gobierno. Cualquiera de estos resultados afectaría negativamente el crecimiento económico argentino y, en consecuencia, nuestra situación financiera y resultados operativos.

Las medidas gubernamentales, así como la presión de los sindicatos, podrían requerir aumentos salariales o beneficios adicionales para los trabajadores, lo que podría incrementar los costos operativos de las empresas.

Las relaciones laborales en Argentina están regidas por legislación específica, como la Ley de Contrato de Trabajo N° 20.744, conforme fuera modificada por la Ley 27.802 y, la Ley de Negociación Colectiva N° 14.250, que, entre otras cosas, establecen cómo deben llevarse a cabo las negociaciones salariales y laborales. La mayoría de las actividades industriales o comerciales están reguladas por un convenio colectivo de trabajo específico que agrupa a las empresas por sector y a los sindicatos correspondientes. Si bien el proceso de negociación está estandarizado, cada cámara de actividad industrial o comercial y/o cada empresa negocia los aumentos salariales y beneficios laborales con el sindicato correspondiente a dicha actividad. Las partes quedan obligadas por la decisión final una vez que es aprobada por la autoridad laboral y deben observar los aumentos salariales establecidos para todos los empleados representados por el sindicato respectivo y a quienes aplica el convenio colectivo. Además, cada empresa tiene derecho, independientemente de los aumentos salariales obligatorios negociados por el sindicato, a otorgar a sus empleados aumentos adicionales por mérito o beneficios de un programa de compensación variable.

Los empleadores argentinos, tanto del sector público como privado, han experimentado una presión significativa por parte de sus empleados y organizaciones sindicales para aumentar los salarios y otorgar beneficios adicionales a empleados. Debido a los altos niveles de inflación, los empleados y las organizaciones sindicales están exigiendo aumentos salariales significativos.

El Gobierno argentino ha incrementado periódicamente el salario mínimo. De acuerdo con la última actualización emitida por el Consejo Nacional del Empleo, la Productividad y el Salario Mínimo, Vital y Móvil, el salario mínimo asciende a $352.400 mensuales a partir de marzo de 2026.

La administración de Milei promovió la promulgación de la Ley de Bases y la Ley 27.802 que, entre otras disposiciones, contienen una reforma laboral que incluye: (i) flexibilización laboral; (ii) restricción de los derechos de acción colectiva de los trabajadores, estableciendo que la participación en bloqueos o tomas de empresas constituye causal de despido; (iii) eliminación de sanciones por falta de registración; y (iv) extensión del período de prueba de tres a seis meses, con la posibilidad de ampliarlo hasta ocho meses mediante acuerdos colectivos. Sin embargo, el gobierno podría adoptar nuevas medidas en el futuro que requieran aumentos salariales o beneficios adicionales para los trabajadores, y la fuerza laboral y los sindicatos podrían ejercer presión para la implementación de tales medidas. Cualquier aumento en los salarios o beneficios para los trabajadores podría generar costos adicionales y afectar negativamente los resultados operativos de las empresas argentinas, incluyéndonos.

Un alto gasto público podría tener consecuencias adversas duraderas para la economía argentina.

En los últimos años, el gobierno argentino ha recurrido al Banco Central y a la Administración Nacional de la Seguridad Social (“ANSES”) para cubrir parte de sus necesidades de financiamiento. Asimismo, el balance fiscal primario podría verse afectado en el futuro si el gasto público aumenta a un ritmo mayor que los ingresos. En 2022, el gasto del sector público aumentó aproximadamente un 54,8% y el gobierno alcanzó un déficit fiscal primario del 2,4% del PBI de Argentina, según el Ministerio de Economía. En 2023, los ingresos del sector público disminuyeron en torno a un 4,7 %, principalmente debido a la fuerte caída en la recaudación asociada a la sequía que afectó al país durante ese año. El gasto público disminuyó en términos reales en 2023, principalmente por la reducción de las prestaciones sociales y los subsidios en términos reales, y el Gobierno registró un déficit fiscal primario del 2,7 % del PBI.

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

La actual administración ha lanzado un paquete de medidas de ajuste fiscal orientadas a reducir el déficit, incluyendo recortes a los subsidios de servicios públicos y transporte, reducciones en las jubilaciones, transferencias discrecionales a las provincias y la suspensión de la obra pública. Como resultado, en 2024, los ingresos del sector público aumentaron aproximadamente un 7,2% en términos reales (la declaración oficial informa una tasa interanual de 133,5 %, equivalente al 7,2 % real ajustado por inflación) y el gasto público disminuyó en comparación con 2023, principalmente debido a la reducción de la obra pública. Asimismo, el gobierno logró un superávit fiscal primario del 1,8% del PBI de Argentina para el 2024. En 2025, Argentina logró un superávit fiscal primario del 1,4 % del PBI y un superávit fiscal global del 0,2 % del PBI. La ligera disminución en comparación con 2024 fue influenciada por la eliminación de impuestos, como el impuesto "PAIS" (impuesto a las compras en el exterior). A pesar del compromiso de la administración actual de Argentina para eliminar el déficit fiscal, reforzado en el presupuesto de 2026 que prevé una inflación del 10,1 % y un crecimiento del PBI del 5 %, que reafirma el objetivo de balance fiscal, y el logro de un superávit financiero y fiscal primario en 2024 y 2025, no podemos garantizar que el gobierno argentino pueda mantener un superávit fiscal, y un déficit fiscal podría volver a ocurrir.

Un mayor deterioro de las cuentas fiscales podría afectar negativamente la capacidad del gobierno argentino para acceder a los mercados financieros y, a su vez, podría limitar el acceso de las empresas argentinas a dichos mercados, lo que podría afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

La intervención del gobierno en la economía argentina podría afectar negativamente nuestros resultados operativos, situación financiera o capacidad para pagar nuestras obligaciones.

En los últimos años, el gobierno argentino ha intervenido directamente en la economía, mediante la implementación de medidas de expropiación y nacionalización, controles de precios y controles cambiarios, entre otros. Sin embargo, desde que asumió la presidencia de Argentina, Javier Milei ha adoptado un paquete de medidas orientadas a reducir la intervención estatal en el sector privado, especialmente a través del Decreto N° 70/2023 y la Ley de Bases, entre otras normas y regulaciones.

Específicamente, el 20 de diciembre de 2023, en uso de las facultades otorgadas por el artículo 99, inciso 3 de la Constitución Argentina, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 70/2023, declarando la emergencia pública en materia económica, financiera, administrativa, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025. Posteriormente, mediante el Decreto N.º 49/2026, el Poder Ejecutivo argentino prorrogó la declaración de emergencia del sector energético nacional hasta el 31 de diciembre de 2027.

No es posible prever si el Decreto N° 70/2023 permanecerá vigente luego de su revisión en el Congreso o si el gobierno actual emitirá nuevos decretos de necesidad y urgencia y/o medidas que puedan afectar la economía argentina y, en consecuencia, nuestro negocio.

A pesar de estas reformas, la intervención del gobierno en la economía sigue siendo considerable. 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 han tenido un impacto negativo en el nivel de inversión en Argentina, en el acceso de las empresas argentinas a los mercados internacionales de capital y en las relaciones comerciales y diplomáticas de Argentina con otros países.

En el futuro, el nivel de intervención gubernamental en la economía argentina podría continuar o incluso aumentar, y podría afectar negativamente las condiciones económicas. En consecuencia, nuestro negocio, los resultados de las operaciones y la capacidad para cumplir con nuestras obligaciones están sujetos a incertidumbres políticas, incluyendo el riesgo de expropiación o nacionalización de nuestro negocio o activos, la renegociación o cancelación de contratos existentes y otros riesgos similares.

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

Los mercados financieros y de valores en Argentina, así como la economía argentina, están influenciados por los efectos de crisis financieras globales y regionales y por las condiciones de los mercados en otras partes del mundo. La inestabilidad económica global, la volatilidad en los mercados financieros internacionales y la incertidumbre respecto de las políticas comerciales globales podrían afectar negativamente la economía argentina y poner en riesgo la capacidad de Argentina para estabilizar su economía. El deterioro de las condiciones económicas en Brasil (principal socio comercial de Argentina) y en otros socios comerciales importantes, como China y Estados Unidos, los aumentos en las tasas de interés en Estados Unidos y otros países desarrollados, el aumento de las tensiones geopolíticas, los conflictos regionales como el conflicto armado entre Rusia y Ucrania y el conflicto en Medio Oriente, el conflicto en Venezuela, los atentados terroristas, una

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

pandemia o cualquier otra disrupción global podrían afectar negativamente la economía argentina. Aunque las condiciones económicas varían de un país a otro, las reacciones de los inversores ante eventos ocurridos en un país a veces demuestran un efecto contagio, en el que toda una región o clase de inversión es desfavorecida por los inversores internacionales.

El gobierno argentino deberá mejorar la competitividad de la industria local a la luz de los diversos factores que la afectan (incluida la actual invasión rusa a Ucrania, la guerra en Irán, el conflicto en Venezuela y los conflictos en Medio Oriente). La invasión rusa a Ucrania y la guerra en Irán han alterado los mercados globales, contribuyendo a una volatilidad significativa en los precios de los commodities, especialmente de la energía, y generando preocupación sobre la seguridad del suministro energético mundial. Estos acontecimientos se han visto agravados por las sanciones impuestas por Estados Unidos, la Unión Europea y otros países.

Estos conflictos geopolíticos han tenido, y probablemente seguirán teniendo, un impacto significativo en los precios internacionales de los commodities, las cadenas de suministro y las presiones inflacionarias a nivel global. Debido a las incertidumbres inherentes a la magnitud y duración de estos eventos y a sus efectos directos e indirectos, no es razonablemente posible estimar el impacto total en la economía mundial y los mercados financieros globales, en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones. Cualquier disrupción de este tipo también podría magnificar el impacto de otros riesgos descritos en este Prospecto.

Además, los recientes cambios en la política comercial y exterior de Estados Unidos, incluyendo la imposición de aranceles y otras medidas que podrían afectar a los principales socios comerciales de Argentina, pueden alterar el comercio global e incrementar los costos operativos para las empresas dependientes de cadenas de suministro internacionales. Un mayor escrutinio y acciones de cumplimiento por parte de autoridades estadounidenses y de otros países también podrían interrumpir aún más los flujos comerciales y aumentar los costos. Cualquier aumento de aranceles o restricciones comerciales relacionadas podría afectar negativamente las exportaciones argentinas y la economía argentina en general, lo que podría afectar negativamente nuestro negocio, operaciones y situación financiera.

En consecuencia, no puede asegurarse que la economía argentina y los mercados de valores no se vean afectados negativamente por eventos que afecten a economías desarrolladas, mercados emergentes o a cualquiera de los principales socios comerciales de Argentina, lo que a su vez podría afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones, así como el valor de mercado de nuestros valores. Además, una devaluación significativa de las monedas de nuestros socios comerciales o competidores comerciales podría afectar negativamente la competitividad de Argentina y, en consecuencia, afectar negativamente la economía argentina y nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones.

Cambios en las leyes fiscales argentinas y/o la implementación de nuevos derechos de exportación, otros impuestos y regulaciones sobre importaciones podrían afectar negativamente nuestro negocio.

Históricamente, el gobierno argentino ha impuesto y mantenido aranceles a las exportaciones. Al mismo tiempo, en el pasado se han adoptado medidas que desincentivan las importaciones, lo que nos ha llevado a enfrentar obstáculos para la importación de aquellos insumos que requerimos para el ciclo ordinario de nuestro negocio. Como resultado, diversas inversiones, incluidos proyectos de mantenimiento que requieren componentes cuya importación está restringida, no pudieron llevarse a cabo o estuvieron sujetas a demoras en su ejecución. Genneia mitiga parcialmente las restricciones a las importaciones mediante la obtención de financiamiento internacional, principalmente de bancos de desarrollo internacionales, lo que nos permitió compensar el impacto sobre las cuentas de reservas nacionales y mantenernos como importadores netos.

Para más información, véase “Controles de Cambio” y “Carga Tributaria”.

No podemos asegurar que los impuestos y regulaciones de importación no serán modificados en el futuro o que no se impondrán otros nuevos impuestos o regulaciones de importación/exportación, lo que podría afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

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

Ciertos inversores extranjeros iniciaron reclamos ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (“CIADI”) alegando que las medidas de emergencia adoptadas por el gobierno argentino desde la crisis de 2001

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

y 2002 difieren de las pautas de trato justo y equitativo establecidas en varios tratados bilaterales de inversión suscritos por Argentina. En varios de estos reclamos, los tribunales arbitrales del CIADI fallaron en contra de Argentina.

En julio de 2017, en una decisión dividida, un tribunal arbitral del CIADI determinó que Argentina había violado los términos de su tratado bilateral de inversión con España, sobre la base de que hubo una expropiación ilegal por parte del Gobierno argentino de Aerolíneas Argentinas y sus afiliadas (incluyendo Optar, Jet Paq, Austral, entre otras). El tribunal arbitral ordenó a Argentina pagar una compensación de aproximadamente US$ 328,8 millones.

Asimismo, en junio de 2017 y abril de 2019, Met Life Inc. y el grupo holandés ING, NNH y NNI Insurance International, respectivamente, iniciaron reclamos contra Argentina ante el CIADI por la nacionalización de las AFJP decretada durante la administración de Cristina Fernández de Kirchner, llevada a cabo en 2008, por montos que en conjunto superarían los US$ 650 millones.

Los demandantes también han presentado reclamos ante tribunales arbitrales bajo las reglas de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional ("CNUDMI") y bajo las reglas de la Cámara de Comercio Internacional ("CCI").

Argentina tiene varios arbitrajes activos iniciados sobre la base de la existencia de violaciones a varios tratados bilaterales de inversión y medidas en diferentes industrias, involucrando montos de millones de dólares estadounidenses.

El resultado de estos casos es incierto. Los reclamos pendientes y futuros ante el CIADI y otros tribunales arbitrales podrían resultar en nuevos laudos en contra de Argentina, lo que podría afectar la capacidad del Gobierno argentino para acceder al crédito o a los mercados internacionales de capitales, lo que consecuentemente podría afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera o resultados operativos.

No podemos asegurar que Argentina logrará que alguno o todos esos casos sean desestimados, o que si se otorgan laudos a favor de los demandantes, logre anular dichos laudos. Cualquier laudo dictado en contra de Argentina podría tener un efecto adverso material sobre la economía argentina y nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones de deuda.

La incapacidad de abordar adecuadamente los riesgos reales y percibidos de deterioro institucional y corrupción podría afectar negativamente la economía Argentina*.*

La falta de un marco institucional sólido y la corrupción han sido identificadas y continúan siendo un problema significativo para Argentina. En la encuesta del Índice de Percepción de la Corrupción 2025 de Transparencia Internacional sobre 180 países, Argentina ocupó el puesto 104 de 180 países, en términos de percepción de corrupción.

El gobierno argentino, reconociendo que estos problemas podrían aumentar la inestabilidad política, distorsionar el proceso de toma de decisiones y afectar negativamente la reputación internacional de Argentina y su capacidad para atraer inversiones extranjeras, ha anunciado varias medidas destinadas a fortalecer las instituciones argentinas y reducir la corrupción. Estas medidas incluyen la reducción de penas a cambio de cooperación con el gobierno argentino en investigaciones de corrupción, el aumento del acceso público a la información, la desinversión de activos de funcionarios corruptos, el aumento de las facultades de la Oficina Anticorrupción y la promulgación de una nueva ley de ética pública, entre otras. La capacidad del gobierno argentino para implementar estas iniciativas es incierta, ya que requeriría la intervención del poder judicial, que es un poder independiente, así como el apoyo legislativo de los partidos de la oposición. No puede asegurarse que la implementación de tales medidas sea 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 del público, lo que históricamente ha llevado a desaceleraciones económicas y a una mayor volatilidad en los valores con riesgo argentino subyacente. La reciente inestabilidad económica de Argentina ha contribuido a una disminución de la confianza del mercado en la economía argentina, así como a un deterioro del entorno político.

El hecho de que el gobierno argentino no aborde adecuadamente estos riesgos reales y percibidos relacionados con el deterioro institucional y la corrupción podría afectar negativamente la economía y la situación financiera de Argentina, lo que, a su vez, podría afectar negativamente nuestro negocio, situación financiera y resultados operativos.

***La credibilidad de ciertos índices económicos argentinos ha sido cuestionada, lo que puede generar una falta de confianza en la economía argentina y, a su vez, afectar nuestro negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera*.**

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

En años anteriores, el INDEC, que es la única institución en Argentina con autoridad legal para producir estadísticas nacionales oficiales, atravesó un proceso de reformas institucionales y metodológicas que generaron controversias respecto a la confiabilidad de la información que producía, incluyendo datos de inflación, PBI y desempleo. Este proceso de cambios institucionales y metodológicos ha continuado, incluyendo modificaciones recientes implementadas por el INDEC en la metodología utilizada para calcular el IPC. A pesar de las reformas que han sido implementadas, la credibilidad del IPC, así como de otros índices publicados por el INDEC, se ha visto afectada, existiendo denuncias de que la tasa de inflación en Argentina y otras tasas calculadas por el INDEC podrían ser sustancialmente diferentes a las indicadas en los informes oficiales.

Si bien el INDEC no ha sido recientemente objeto de controversias respecto a la veracidad de la información estadística publicada y dado que los directores ejecutivos del FMI levantaron la moción de censura, señalando que Argentina reanudó la publicación de datos de manera consistente con sus obligaciones bajo los artículos del acuerdo del FMI, lo que permitió a Argentina volver a tomar préstamos del FMI, no es posible garantizar que el gobierno argentino no modifique o introduzca nuevas medidas que afecten el sistema estadístico nacional y, en consecuencia, la economía argentina, en particular deteriorando la confianza de consumidores e inversores, lo que podría tener un efecto adverso en nuestro negocio, los resultados de las operaciones y la situación financiera.

Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio y la Industria

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

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

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

El 1 de marzo de 2019, mediante la Resolución SRRyME N° 1/2019, el Gobierno argentino redujo los precios de capacidad de generación y energía bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base. Asimismo, el 27 de febrero de 2020, la SE dictó una resolución que modificó la Resolución N° 1/2019 y redujo el régimen de remuneración aplicable desde el 1 de febrero de 2020 para los Generadores Autorizados del Mercado Mayorista Eléctrico, fijando los precios bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base en Pesos. Desde marzo de 2020, se han emitido numerosas resoluciones actualizando precios discrecionalmente. No es posible garantizar que no se producirán reducciones adicionales de estas tarifas en el futuro.

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

El gobierno argentino ha intervenido el sector eléctrico en el pasado y es intención del actual Gobierno implementar un plan de normalización del MEM y su adaptación progresiva.

La intervención del gobierno argentino en el sector energético ha sido constante, especialmente tras la crisis económica

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

de 2001-2002, cuando se implementaron medidas que afectaron negativamente a las empresas del sector. En 2002, la Ley de Emergencia Publica permitió renegociar contratos de servicios públicos, congelando tarifas y eliminando ajustes por inflación. Entre 2015 y 2017, se introdujeron medidas para financiar infraestructura y dolarizar precios para generadores. En 2019, la Ley N° 27.541 delegó al poder ejecutivo la reestructuración de tarifas y la intervención en entidades regulatorias. En 2023, se declaró la emergencia del sector energético, instruyendo a la Secretaría de Energía a implementar un programa de acciones para estabilizar precios y revisar tarifas. En 2024, se promulgó la Ley de Bases, que faculta al poder ejecutivo a adaptar el marco regulatorio del sector eléctrico. A pesar de los esfuerzos por desregular el mercado, persisten incertidumbres sobre el impacto de futuras regulaciones en el sector.

El día 28 de enero del 2025 la Secretaría de Energía emitió la Resolución SE N° 21/2025 cuya intención es la de implementar medidas que procuran normalizar el funcionamiento del MEM, eliminando restricciones innecesarias para la contratación bilateral, descentralizando la gestión de combustibles y creando incentivos económicos que estimulan la incorporación de nueva capacidad de generación en condiciones competitivas. Asimismo, con fecha 29 de enero de 2025, CAMMESA publicó en su website una sección complementaria a la Resolución SE - MEC 21/2025 en la que se encuentra la nota enviada de SE a CAMMESA, en la que detalla que el MEM registra una limitada reserva disponible en materia de generación y transporte de energía eléctrica para el abastecimiento de la demanda, que convive con compromisos contractuales en materia de energía, potencia y combustibles asociados. Por ello, destaca la necesidad de implementar un proceso de normalización gradual, que genere las condiciones para la inversión en todos los segmentos de la industria que permitan, progresivamente, aumentar la confiabilidad del abastecimiento, la eficiencia operativa, y la sustentabilidad económica del mercado y logren una desconcentración del mercado en CAMMESA. En atención a lo indicado, la SE elaboró los lineamientos para la normalización del MEM y su adaptación progresiva, que se adjuntan a la Nota SE como anexo. En ellos, se detallan las modificaciones que se prevén para la gestión de combustibles, en la demanda en el MEM, la determinación de los precios y el funcionamiento del MATER y del mercado spot.

Siendo que tanto dicha resolución como los lineamientos citados no especifican cómo se realizará la correspondiente implementación en lo inmediato y qué impactos pueden repercutir en la industria eléctrica de Argentina, a la fecha de este Prospecto, tanto las normas vigentes aquí indicadas como aquellas que se dicten en el futuro podrían afectar en forma material a nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones.

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

La industria argentina en la que opera la Sociedad está sujeta a regulaciones y controles gubernamentales cambiantes, en particular, dado el cambio de administración del gobierno en diciembre de 2023. La actividad de la Compañía depende en gran medida de las condiciones regulatorias y políticas imperantes en Argentina y los resultados de sus operaciones pueden verse afectados negativamente por los cambios normativos y políticos que se produzcan en Argentina.

No es posible asegurar que los cambios en las leyes y reglamentaciones aplicables, o las interpretaciones judiciales o administrativas adversas de dichas leyes y reglamentaciones, no afecten negativamente a las actividades de la Compañía, su situación financiera y los resultados de sus operaciones.

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

La cantidad de energía generada por los parques eólicos y solares y su rentabilidad dependen en gran medida de las condiciones climáticas, en particular las condiciones de viento y radiación solar, que varían sustancialmente en las diferentes ubicaciones de los parques eólicos y solares, las estaciones y los años. Las variaciones en las condiciones del viento en los sitios de los parques eólicos y radiación solar en parques 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 energía 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 o solar, se lleva a cabo un estudio de vientos

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

o de radiación solar para evaluar el recurso eólico o solar 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, 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 energía eléctrica 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 o radiación solar 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.

Dependemos de las instalaciones de transmisión y distribución de propiedad y operadas por terceros para entregar la energía eléctrica generada en nuestras plantas. En determinados momentos o bajo ciertas condiciones operativas, el sistema de transmisión restringe la capacidad de los generadores para entregar la energía disponible, lo que da lugar a limitaciones cuando la generación supera la capacidad del sistema de transmisión y distribución. Las interrupciones en los sistemas de transmisión o distribución, o una infraestructura inadecuada, podrían afectar negativamente nuestra capacidad para vender y entregar electricidad. Nuestra estrategia de desarrollar nuevos proyectos de generación depende de la disponibilidad de infraestructura de transmisión y distribución adecuada que permita conectar las plantas de generación al SADI.

Históricamente, la regulación restrictiva de los precios de transmisión y distribución ha brindado incentivos insuficientes para que las empresas de transmisión y distribución inviertan en la expansión de infraestructura. El crecimiento de la demanda eléctrica ha superado los aumentos en la capacidad de generación, transmisión y distribución, dando lugar a escasez de energía, interrupciones del servicio y limitaciones en la capacidad de generación disponible. Si bien el Decreto N.º 450/2025 introdujo reformas destinadas a reducir la intervención del gobierno en la fijación de precios y contratación en el sector eléctrico y a promover la modernización de la infraestructura de transmisión (véase “Reseña y perspectiva operativa y financiera – Modificaciones al Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Argentino”), no podemos prever si las instalaciones de transmisión y distribución en la Argentina serán ampliadas o modernizadas oportunamente.

Bajo las regulaciones del MATER, los generadores deben abonar tarifas trimestrales a partir del trimestre en que la capacidad de interconexión de transmisión para un proyecto renovable es adjudicada mediante subastas públicas realizadas por CAMMESA, y hasta que el proyecto alcance su fecha COD. Estos pagos garantizan el acceso prioritario a la red una vez que los proyectos renovables alcanzan su COD y representan costos adicionales para nuestros proyectos actuales y futuros. Sin embargo, aunque nuestras instalaciones de energía renovable han obtenido capacidad de interconexión a la red total o parcial, a la fecha de este Prospecto enfrentamos eventos menores de restricción de despacho (curtailment), los cuales podrían persistir o incluso incrementarse en el futuro, a pesar de la capacidad de interconexión otorgada, debido a restricciones imprevistas en la red eléctrica o a dinámicas futuras del mercado fuera de nuestro control.

No podemos prever si las instalaciones de transmisión y distribución serán ampliadas o mejoradas a nivel nacional o en los mercados específicos en los que operamos o planeamos operar a fin de permitir un acceso competitivo al mercado. Si la demanda de energía continúa aumentando, la capacidad actual de transmisión y distribución y la tecnología instalada podrían resultar insuficientes para satisfacer la demanda, provocando interrupciones del servicio. Un incremento sostenido en las interrupciones del sistema eléctrico podría generar escasez futura e impedirnos entregar la electricidad que producimos y vendemos, lo que podría afectar negativamente nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera.

Operamos en una industria altamente competitiva.

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

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

como internacional) y cuentan con recursos financieros significativamente mayores que los de la Emisora. Véase "Información de la Emisora —Competencia". La Emisora compite con otras empresas generadoras por la capacidad de MW que la SE asigna a través de los procesos de subastas públicas.

En marzo de 2016, la SE convocó a licitaciones bajo la Resolución N.º 21/2016 para instalar nuevas plantas de generación térmica que debían entrar en operación entre el verano de 2016/2017 y el verano de 2017/2018, ofreciendo a los generadores PPAs a largo plazo con CAMMESA denominados en dólares estadounidenses. En mayo de 2017, la SE convocó a licitaciones bajo la Resolución N.º 287/2017 para instalar nuevas unidades térmicas de ciclo combinado y de cogeneración para satisfacer la demanda en el MEM. La administración Macri recibió ofertas por 6,6 GW de nueva capacidad térmica, varias veces más de lo que el gobierno había anticipado originalmente, y adjudicó aproximadamente 4,8 GW de nueva capacidad térmica. Además, 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 plantas de generación adicionales de fuentes renovables. Bajo la ronda 1, ronda 1,5 y ronda 2 del Programa RenovAr, el gobierno ha recibido ofertas para 17,31 GW de nueva capacidad de generación de fuentes renovables, varias veces mayor a la prevista originalmente por el gobierno, y ha adjudicado aproximadamente 4,5 GW en la ronda 1, en la ronda 1,5 y en la ronda 2 de nueva capacidad de generación de energías renovables, principalmente a proyectos de energía eólica y solar.

El programa RenovAr fomentó la inversión y el desarrollo en el sector mediante la implementación de rondas de licitación competitiva para proyectos de energía renovable a gran escala y el establecimiento de un marco regulatorio sólido. De hecho, el programa RenovAr sentó las bases del MATER en Argentina. En este mercado, los generadores de energía renovable celebran PPA con grandes consumidores industriales que buscan descarbonizar sus operaciones y adquirir energía más competitiva. En 2017, CAMMESA introdujo licitaciones trimestrales para la capacidad de interconexión de transmisión en el mercado privado de energía renovable. La capacidad adicional se actualiza cada trimestre en función de las expansiones de transmisión incorporadas al SADI, y se ajusta de acuerdo con el desarrollo de procesos de adquisición centralizados que requieren asignación de capacidad.

En agosto de 2024, la nueva administración argentina implementó el Régimen de Incentivos para Grandes Inversiones ("RIGI") a través de la Ley de Bases y el Decreto N.º 592/2024, con el fin de proporcionar incentivos fiscales, aduaneros y cambiarios durante un período de dos años, sujeto a prórrogas, a grandes proyectos de inversión en diversos sectores, incluyendo forestal, turismo, infraestructura, minería, tecnología, siderurgia, gasoil y energía. Los proyectos que se acojan al RIGI serán declarados de interés nacional en Argentina. Como resultado, un aumento en la competencia junto con restricciones de transmisión podría afectar nuestra capacidad para entregar nuestro producto a nuestros clientes, lo que afectaría negativamente nuestro negocio, resultados operativos y situación financiera.

Desde comienzos de 2025, el Gobierno argentino ha avanzado en un proceso de desregulación del sector eléctrico, que culminó con el dictado de la Resolución N.º 400/2025. Véase "Antecedentes Financieros – Cambios Significativos – Modificaciones al MEM". Con vigencia a partir del 1 de noviembre de 2025, la resolución procura normalizar progresivamente el MEM mediante el fomento de la competencia y la libre contratación entre los participantes del mercado, la descentralización de la gestión de combustibles y la creación de incentivos económicos para promover nueva capacidad de generación. Asimismo, introduce mecanismos destinados a mejorar la gestión de la demanda, diferenciar los esquemas de remuneración entre los activos de generación existentes y los nuevos, y aumentar la transparencia en los cargos del sistema y en la formación de precios. Estas medidas tienen por objeto reforzar la confiabilidad del suministro, mejorar la eficiencia operativa y asegurar la sostenibilidad económica de largo plazo del sector eléctrico nacional.

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.

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

Nuestro negocio está sujeto a cambios tecnológicos en el mercado energético.

El mercado energético está sujeto a cambios tecnológicos de gran alcance, tanto en el lado de la generación como en el de la demanda. En lo que respecta a la generación de energía, estos cambios incluyen el desarrollo de dispositivos de almacenamiento de energía (almacenamiento en baterías en el rango de megavatios) o instalaciones para el almacenamiento temporal de energía mediante conversión a gas (la llamada "tecnología power-to-gas"), el aumento en el suministro de energía debido a nuevas aplicaciones tecnológicas como el fracking o la digitalización de las redes de generación y distribución.

Nuevas tecnologías para aumentar la eficiencia energética y mejorar el aislamiento térmico, para la generación directa de energía a nivel del consumidor, o que mejoran la reinyección (por ejemplo, mediante el uso de almacenamiento de energía para la generación renovable) pueden, en el lado de la demanda, conducir a cambios estructurales en el mercado a favor de fuentes de energía con bajas o nulas emisiones de dióxido de carbono o a favor de la generación descentralizada de energía (por ejemplo, a través de plantas de energía a pequeña escala dentro o cerca de zonas residenciales o instalaciones industriales).

Si nuestro negocio no puede reaccionar a los cambios provocados por nuevos desarrollos tecnológicos y los cambios asociados en la estructura del mercado, nuestra posición patrimonial, financiera u otra, o nuestros resultados de operaciones, operaciones y negocio, podrían verse afectados de manera significativa y adversa.

Asimismo, el desarrollo de proyectos basados en nuevas tecnologías puede implicar la celebración de contratos de abastecimiento u otros acuerdos comerciales con contrapartes distintas a las tradicionalmente presentes en el MEM.

En consecuencia, la combinación de tecnologías emergentes (con menor historial operativo) y estructuras contractuales con contrapartes diferentes a las históricas podría incrementar la exposición de la Sociedad a riesgos de crédito, demoras en los pagos o eventuales incumplimientos, con el consiguiente impacto adverso en sus resultados y situación financiera.

No puede asegurarse que dichas contrapartes presenten un perfil de riesgo crediticio, solidez financiera, respaldo institucional o experiencia operativa equivalente al de las contrapartes habituales de la Sociedad, ni que se encuentren expuestas a condiciones regulatorias o de mercado que no afecten su capacidad de cumplimiento.

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.

Históricamente, la demanda de electricidad en Argentina ha estado influenciada por el nivel general de actividad económica y la capacidad de los consumidores para pagar sus facturas de electricidad. Cualquier aumento significativo en los precios de la energía para los consumidores (ya sea a través de un incremento tarifario o mediante una reducción de los subsidios a los consumidores) podría resultar en una disminución de la demanda de la energía que generamos. Cualquier efecto adverso material sobre la demanda de energía eléctrica, a su vez, podría llevar a que las empresas generadoras de energía eléctrica, como Genneia, registren ingresos y resultados operativos inferiores a los actualmente previstos.

Una reducción significativa en la demanda de electricidad o un aumento en la morosidad en el pago de la energía por parte de los consumidores y distribuidores podría llevarnos a registrar menores ingresos y resultados, lo cual podría afectar adversamente nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra condición financiera. Desde principios de 2025, el gobierno argentino ha continuado implementando medidas para reducir los subsidios al consumidor y realinear las tarifas eléctricas para los usuarios finales (incluida la segmentación según ingresos y actualizaciones periódicas de los cargos mayoristas y de red). Estas medidas están incrementando las facturas finales para los usuarios residenciales y comerciales. La información disponible del sistema indica que el crecimiento de la demanda eléctrica se ha desacelerado en comparación con años anteriores. Nuevas reducciones de subsidios o una actividad económica más débil podrían intensificar estas tendencias y afectar negativamente nuestros ingresos, flujos de caja y resultados operativos.

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. Hemos realizado, y continuaremos realizando, gastos significativos para mantener el cumplimiento de dichas leyes. Estas leyes y regulaciones también exigen a la Emisora obtener y mantener vigentes permisos ambientales, licencias y aprobaciones para la construcción de nuevas

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

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 y/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. Adicionalmente, contamos con cobertura de responsabilidad civil por contaminación súbita, imprevista y accidental. Véase "Asuntos Ambientales"

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

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

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

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

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 en Argentina (de diciembre a marzo), la demanda de energía eléctrica puede aumentar significativamente por la necesidad de acondicionar el aire, y durante el invierno en Argentina (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, granizo severo, incendios forestales y ataques terroristas, entre otros. 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 en cualquier evento y a límites máximos por incidente. Por otra parte, cualquiera de estos acontecimientos podría tener efectos en la demanda de energía eléctrica de algunos de los clientes de la Emisora y de los consumidores, en general, en el mercado afectado. Algunas de estas consideraciones podrían tener un efecto material adverso en los negocios, lo resultados de las operaciones y la situación patrimonial de la Emisora.

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.

El suministro y el precio del gas natural y del gasoil utilizados en nuestras plantas de generación térmica han estado y pueden continuar viéndose afectados, entre otras cosas, por la disponibilidad de gas natural y gasoil en Argentina, incluyendo su transporte y la posible necesidad de importar una mayor cantidad de gas natural y gasoil a un precio superior al aplicable al suministro nacional en caso de escasez en la producción local. Además, en diciembre de 2023, mediante el Decreto N.º 55/23, el gobierno argentino declaró la emergencia del Sector Energético Nacional respecto de la generación, el transporte y la distribución de energía eléctrica, así como el transporte y la distribución de gas natural hasta el 31 de diciembre de 2024. El Decreto Nº 1023/24 extendió la emergencia y las acciones asociadas hasta el 9 de julio de 2025, mientas que el Decreto N° 370/2025 extendió dicho termino hasta el 9 de julio de 2026. No podemos asegurar que habrá suficiente capacidad de producción para abastecer nuestras plantas de generación termoeléctrica.

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

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

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.

Nuestras operaciones pueden tener un impacto en las comunidades locales y pueden enfrentar una oposición significativa de diferentes grupos.

Nuestras operaciones pueden tener un impacto en las comunidades locales. El no gestionar adecuadamente las relaciones con las comunidades locales, los gobiernos y las organizaciones no gubernamentales puede dañar nuestra reputación, así como nuestra capacidad para llevar proyectos de desarrollo a la fase de producción. Además, los costos y el tiempo de gestión requeridos para cumplir con los estándares de responsabilidad social, relaciones comunitarias y sostenibilidad pueden aumentar sustancialmente con el tiempo.

El desarrollo de plantas de energía nuevas y existentes puede enfrentar la oposición de varios grupos de interés, tales como grupos ambientalistas, propietarios de tierras, agricultores, comunidades locales y partidos políticos, entre otros, lo que puede afectar la reputación y la buena voluntad de la empresa patrocinadora. La operación de nuestras plantas termoeléctricas actuales también puede afectar nuestra buena voluntad con los grupos de interés, debido a emisiones como material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno. Aunque hemos realizado inversiones significativas para reducir dichas emisiones, podríamos afectar negativamente al medio ambiente en caso de que estas inversiones no logren los resultados que esperamos. Un daño en nuestra relación con los grupos de interés podría impedirnos continuar operando nuestros activos actuales o impedirnos ganar y desarrollar nuevos proyectos, lo que, a su vez, podría afectar negativamente nuestro negocio y los resultados de nuestras operaciones.

Riesgos Relacionados con la Emisora

Es posible que no podamos completar todos los proyectos en nuestra cartera de desarrollo, incluso debido a factores que están fuera de nuestro control.

Contamos con un plan de crecimiento que incluye una cartera de numerosos proyectos potenciales que, de concretarse, incrementarían significativamente nuestra capacidad instalada de generación eléctrica. Estos proyectos se encuentran en distintas etapas de desarrollo, desde aquellos que están actualmente en construcción o listos para iniciar obras, hasta proyectos en fases de desarrollo, predesarrollo o conceptuales. Asimismo, incluyen sectores que hasta la fecha no han sido nuestro foco principal, como la transmisión de energía y el almacenamiento energético. No podemos asegurar que podremos completar estos proyectos potenciales en tiempo y dentro del presupuesto previsto, o siquiera completarlos, incluso debido a factores fuera de nuestro control. Además, aun si pudiéramos desarrollar y poner en operación dichos proyectos, no podemos garantizar que su desempeño cumpla con nuestras expectativas.

Adicionalmente, hemos participado y planeamos continuar participando en procesos licitatorios para proyectos de energía renovable, térmica y otras tecnologías energéticas convocados por el Gobierno argentino. Sin embargo, no podemos asegurar que nuestras ofertas resulten adjudicadas ni que podamos suscribir nuevos PPAs en el futuro, que se nos adjudiquen proyectos MATER o que no logremos asegurar capacidad de venta o de transmisión bajo el régimen MATER. Las autoridades competentes o los administradores del mercado podrían suspender, posponer o cancelar próximas rondas del MATER u otros procesos de contratación de energías renovables, lo que podría retrasar o impedir el desarrollo, financiamiento o contratación de nuestros proyectos.

Los factores que pueden afectar nuestra capacidad para desarrollar, construir o poner en operación estos proyectos incluyen: (i) cambios adversos en el entorno político o regulatorio en Argentina; (ii) competencia; (iii) nuestra capacidad para obtener la capacidad de transmisión necesaria (actualmente limitada en Argentina, y que solo hemos obtenido hasta ahora para proyectos en construcción o listos para construir); (iv) nuestra capacidad para obtener los derechos de uso de tierras requeridos (en los casos en que aún no los hayamos obtenido); (v) nuestra capacidad para obtener financiamiento en condiciones favorables, o en absoluto; (vi) el crecimiento sostenido de la demanda eléctrica; y (vii) la evaluación continua

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

de la viabilidad técnica y económica de estos proyectos.

Incluso cuando logramos desarrollar proyectos en nuestra cartera de desarrollo, otros factores pueden impedir su finalización dentro del plazo y presupuesto previstos, tales como: (i) incumplimientos de los contratistas en completar o poner en marcha las instalaciones o sus obras auxiliares en la fecha o dentro del presupuesto acordado; (ii) retrasos de terceros en la construcción o desarrollo de infraestructura vinculada a nuestro negocio de generación; (iii) demoras o incumplimientos por parte de nuestros proveedores de turbinas en la entrega de equipos operativos en tiempo y forma; (iv) dificultades o demoras para obtener financiamiento necesario en términos satisfactorios para nosotros, o no obtenerlo; (v) retrasos en la obtención de aprobaciones regulatorias, incluidos permisos ambientales; (vi) decisiones judiciales que anulen aprobaciones gubernamentales previamente otorgadas, incluidos permisos ambientales; (vii) escasez de equipos o aumentos de precios, ya sea en materiales o mano de obra; (viii) oposición política, ambiental o social, tanto local como internacional; (ix) huelgas; (x) problemas geológicos, ambientales o de ingeniería imprevistos; y (xi) desastres naturales o condiciones climáticas severas (incluyendo rayos, acumulación de hielo en palas, terremotos, tornados, vientos extremos, tormentas intensas e incendios forestales), accidentes u otros eventos imprevistos.

No podemos asegurar que los sobrecostos que resulten de tales situaciones no sean sustanciales. Asimismo, los retrasos en la construcción o en el inicio de operaciones de nuestros proyectos de expansión podrían incrementar nuestras necesidades financieras y reducir los rendimientos esperados de nuevas inversiones, lo que podría afectar de manera significativa y adversa nuestro negocio, nuestros resultados operativos y nuestra situación financiera.

Además, podríamos estar sujetos a tarifas adicionales o perder la capacidad de interconexión de transmisión si nuestros proyectos no alcanzan su fecha declarada de operación comercial ante CAMMESA o no logran entrar en operación comercial en la fecha prevista en el contrato PPA correspondiente. Véase “Información sobre la Emisora — Nuestros PPAs”.

Nuestro negocio requiere importantes gastos de capital para cubrir las necesidades de mantenimiento y expansión, los cuales esperamos tener que financiar en una proporción significativa.

Nuestro negocio requiere inversiones de capital sustanciales tanto para el mantenimiento continuo como para la expansión de nuestra capacidad actual de generación, y tenemos la intención de financiar una parte importante de dichos gastos, lo que podría incrementar nuestro nivel de endeudamiento y sujetarnos a restricciones financieras adicionales.

Serán necesarias inversiones de capital para financiar el mantenimiento continuo requerido con el fin de mantener el desempeño operativo y de generación eléctrica y/o mejorar las capacidades de nuestras instalaciones de generación. Las instalaciones y equipos más antiguos, a pesar de recibir un buen mantenimiento, pueden requerir gastos de capital significativos para asegurar un funcionamiento continuo y eficiente, o para adaptarse a nuevas regulaciones ambientales. Del mismo modo, las instalaciones más nuevas también pueden necesitar inversiones adicionales para optimizar su desempeño operativo. Asimismo, serán necesarias inversiones de capital para financiar el costo de la expansión actual y futura de nuestra capacidad de generación.

Tenemos la intención de financiar una parte significativa de estas inversiones, incluso mediante la emisión de valores de deuda y otros instrumentos en los mercados de capitales internacionales y locales. Nuestra capacidad para obtener financiamiento dependerá de numerosos factores, incluidos algunos fuera de nuestro control, tales como las condiciones de los mercados globales de capital y crédito y la situación macroeconómica general de la Argentina.

Si no pudiéramos financiar dichas inversiones en condiciones satisfactorias para nosotros, o en absoluto, nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera podrían verse afectados negativamente; además, nuestro apalancamiento financiero podría incrementarse y podríamos quedar sujetos a restricciones financieras adicionales.

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 muchas de sus ventas bajo sus PPA a CAMMESA, que representa el 68%, 81% y el 88% de sus ventas consolidadas para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente. Las ventas de las centrales térmicas Cruz Alta, bajo el Esquema de Remuneración de Energía Base también son efectuadas a CAMMESA.

Los pagos de CAMMESA dependen de los pagos que CAMMESA recibe de otros agentes del MEM, como las empresas

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

distribuidoras de energía eléctrica y el gobierno argentino. Desde 2012, un número significativo de agentes del MEM (principalmente distribuidores) no han pagado los montos adeudados a CAMMESA, lo que ha afectado negativamente la capacidad de CAMMESA para cumplir con sus obligaciones de pago a los generadores. CAMMESA ha dejado de recibir ingresos suficientes para pagar el monto total de la electricidad suministrada por los generadores, principalmente porque las tarifas para usuarios residenciales no cubren el costo real de generación, lo que impide que los distribuidores paguen el monto total sin subsidios del gobierno argentino. Durante la crisis económica argentina de 2001 y 2002, un número significativo de agentes del MEM incumplieron sus obligaciones de pago con CAMMESA. Más recientemente, los dos mayores distribuidores, Edenor y Edesur, han comenzado a pagar sus facturas tras recibir aumentos tarifarios, pero aún no han saldado sus deudas significativas con CAMMESA.

El fondo de estabilización administrado por CAMMESA y creado por la Resolución SE N.º 61/92 para cubrir la diferencia entre el Precio Spot y el precio estacional de la electricidad (el "Fondo de Estabilización") ha mostrado un déficit en los últimos años, principalmente debido a medidas dictadas bajo la Ley de Emergencia y la Resolución N.º 240/2003. Si bien este déficit es cubierto por el gobierno argentino, no puede asegurarse que el gobierno argentino continúe cubriendo el déficit de manera oportuna o en absoluto.

De acuerdo con PPAs, CAMMESA debe realizar los pagos a los generadores dentro de los 42 días posteriores al cierre del mes en el que se efectuó el suministro. Sin embargo, los retrasos en los pagos de las distribuidoras a CAMMESA, junto con la dependencia de CAMMESA de las transferencias del Tesoro General de la Nación para cubrir las tarifas subsidiadas, han generado demoras en los pagos a los generadores, que en algunos casos han superado los 100 días. Véase "Reseña y perspectiva operativa y financiera — Facturación y Cobranza".

En mayo de 2024, la SEE instruyó a CAMMESA a pagar los pagos en mora correspondientes a enero y febrero de 2024 bajo Energía Base y los PPA mediante bonos soberanos argentinos. Sin embargo, el valor de mercado estimado de dichos bonos soberanos era aproximadamente el 50% del monto de los pagos en mora. Esta medida o medidas alternativas respecto de pagos vencidos podrían ser reimplementadas por el gobierno argentino en el futuro. En el pasado, se implementó un sistema mediante el cual una parte significativa de los saldos impagos se convertía en Liquidación de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir, práctica que podría repetirse en el futuro.

Las tarifas bajo nuestros PPA con CAMMESA están denominadas en dólares estadounidenses y son pagaderas en pesos. Si bien bajo los PPA CAMMESA es responsable de cubrir los efectos de las fluctuaciones del tipo de cambio durante los primeros 41 días desde la fecha de la factura mediante pagos basados en el tipo de cambio de referencia a dicha fecha, las fluctuaciones del tipo de cambio pueden impactar negativamente nuestros resultados de operaciones durante períodos de devaluación del Peso desde la fecha de la factura hasta la fecha de pago efectivo, efecto que podría incrementarse con las demoras en los pagos. Hemos presentado un reclamo contra CAMMESA por US$ 13,1 millones, solicitando indemnización por la devaluación del Peso durante los períodos transcurridos entre el día 42 posterior a la fecha de liquidación y la fecha de pago efectivo total.

La incapacidad de CAMMESA para cobrar pagos de los agentes del MEM de manera oportuna, el déficit persistente del Fondo de Estabilización y el incumplimiento de CAMMESA de sus obligaciones bajo los Contratos MEM subyacentes a nuestros PPA podrían afectar negativamente la capacidad de CAMMESA para cumplir con sus propios pagos en su totalidad, de manera oportuna o en absoluto, lo que podría tener un efecto adverso material en nuestros resultados operativos y situación financiera.

No podemos asegurarle que nuestros PPA no se verán afectados por la regulación emitida por las autoridades competentes que pudiera tener un efecto material adverso en nuestra condición financiera y resultados operativos. Es posible que no podamos renovar nuestros PPA o celebrar nuevos PPA para la venta de capacidad firme y electricidad en el futuro, o que dichos PPA puedan ser modificados o terminados unilateralmente.

Es posible que no podamos renovar nuestros PPA o celebrar nuevos PPA en condiciones favorables, o incluso que no podamos hacerlo en absoluto, incluso por razones ajenas a nuestro control. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, aproximadamente el 86% de nuestros ingresos provino de fuentes de energía renovable, principalmente a través de PPA bajo los regímenes RenovAr y MATER. De hecho, el 42% de las ventas netas está garantizado por el FODER, con una vida promedio de contrato de 13 años, mientras que más del 30 % de las ventas netas proviene de grandes clientes industriales con una vida promedio de contrato de seis años. Los ingresos provenientes de nuestras Negocios Conjuntos se encuentran 100% bajo contratos RenovAr con una duración promedio de 15 años, con CAMMESA como cliente, y respaldados por garantías crediticias del FODER. Estos tres activos son parques eólicos con una capacidad instalada combinada de 179 MW.

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

Si bien ciertos PPAs celebrados bajo el programa RenovAr cuentan con mecanismos de respaldo proporcionados por el FODER, incluidos una garantía parcial del Banco Mundial respecto de determinadas obligaciones de pago del FODER, dicho respaldo está sujeto a condiciones, límites, criterios de elegibilidad, disponibilidad y requisitos procedimentales, y podría resultar insuficiente, demorarse o no estar disponible en determinadas circunstancias. Véase "Información sobre la Emisora — Nuestros PPAs".

Además, los términos y condiciones de nuestros PPAs podrían ser modificados o terminados unilateralmente, o incluso objeto de incumplimiento por causas fuera de nuestro control. Por ejemplo, bajo los PPAs correspondientes a nuestras plantas térmicas, si ocurre un evento de fuerza mayor (según lo definido en el Código Civil y Comercial de la Nación Argentina) y este no finaliza dentro de los 120 días desde su inicio, cualquiera de las partes puede resolver el contrato sin obligación de pagar (ni derecho a reclamar) daños y perjuicios a la otra parte.

Cualquier falla en la celebración de nuevos PPAs, o la no renovación, terminación o modificación en términos sustancialmente adversos de cualquiera de nuestros PPAs, podría tener un efecto adverso significativo sobre nuestro negocio y nuestros resultados operativos.

Tenemos un historial de capital de trabajo negativo y enfrentamos compromisos financieros significativos a corto plazo.

Registramos una utilidad neta de Ps. 126.247 millones, Ps. 48.692 millones y Ps. 36.499 millones para los años terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente. Generamos flujos de efectivo positivos de actividades de operación de Ps. 305.829 millones, Ps.244.771 millones y Ps. 68.218 millones para los años terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente. Sin embargo, al cierre de cada uno de esos años, registramos un capital de trabajo negativo de Ps. 170.827 millones, Ps. 233.832 millones y Ps. 66.607 millones respectivamente; lo que refleja la concentración de los vencimientos de nuestra deuda y otras obligaciones de corto plazo que exceden nuestros activos corrientes.

Nuestra capacidad para mantener la rentabilidad, continuar generando flujos de efectivo positivos de actividades de operación y reducir nuestro capital de trabajo negativo dependerá de muchos factores, incluyendo nuestra capacidad para refinanciar o extender nuestra deuda a corto plazo, gestionar nuestros compromisos de inversión en nuevos proyectos de energía renovable y acceder a fuentes adicionales de financiamiento en condiciones favorables. Si no logramos mejorar nuestra posición de capital de trabajo y cumplir con nuestras obligaciones a corto plazo, nuestra liquidez y situación financiera podrían verse afectadas de manera material y adversa.

Es posible que la Emisora no sea exitosa en adquisiciones

En 2017, adquirimos la planta de Cruz Alta (a través de la adquisición de GETSA), el parque eólico de Trelew (mediante la adquisición del Parque Eólico Loma Blanca IV) y en abril de 2018 adquirimos los parques solares de Ullum. Nuestra estrategia de crecimiento puede requerir que evaluemos oportunidades de adquisiciones estratégicas para expandir nuestras operaciones y presencia geográfica en el futuro, pero es posible que no logremos identificar oportunidades de adquisición adecuadas o, en caso de hacerlo, que paguemos en exceso por estas adquisiciones o que no podamos negociar términos y condiciones que sean aceptables para nosotros. También podríamos enfrentar dificultades para obtener financiamiento para pagar dichas adquisiciones. Además, es posible que no podamos obtener las aprobaciones regulatorias, incluidas las aprobaciones antimonopolio, necesarias para concretar las adquisiciones. Asimismo, incluso si logramos concretar exitosamente una adquisición, podríamos enfrentar desafíos al integrar de manera efectiva y rentable las adquisiciones en nuestras operaciones. La integración de una adquisición implica una serie de factores que pueden afectar nuestras operaciones, incluyendo la distracción de la atención de la gerencia, dificultades para retener personal e ingreso a mercados desconocidos. Los negocios adquiridos pueden no alcanzar los niveles de productividad anticipados o no desempeñarse como se esperaba. Además, podríamos estar sujetos a pasivos no revelados relacionados con contingencias laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales y ambientales incurridas por los negocios que adquirimos como parte de nuestra estrategia de crecimiento, que no podamos identificar o que no estén adecuadamente cubiertos por indemnizaciones en los acuerdos de adquisición con los vendedores de dichos negocios, en cuyo caso nuestra situación financiera y resultados operativos podrían verse afectados de manera negativa y adversa. Incluso si tales pasivos son asumidos por los vendedores, podríamos tener dificultades para hacer valer nuestros derechos, contractuales o de otro tipo. No podemos asegurar que las adquisiciones futuras cumplirán con nuestros objetivos estratégicos, lo que podría tener un efecto negativo en nuestra estrategia de crecimiento.

El incumplimiento de nuestras obligaciones bajo los PPAs o la terminación anticipada de los PPAs y autorizaciones

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

gubernamentales podría afectar material y adversamente nuestros resultados operativos y nuestra capacidad para realizar pagos bajo las Obligaciones Negociables.

Si incumplimos nuestras obligaciones bajo nuestros PPA o no obtenemos y mantenemos las aprobaciones gubernamentales requeridas, o no cumplimos con las normas y regulaciones aplicables en Argentina, podemos estar sujetos a sanciones por parte de la Secretaría de Energía u otras agencias gubernamentales relevantes, incluyendo advertencias, multas, administración provisional, terminación anticipada de los PPA o de las aprobaciones gubernamentales pertinentes. Por ejemplo, los incumplimientos continuos y materiales en el suministro cuando lo solicite CAMMESA pueden constituir un evento de incumplimiento bajo nuestros PPA con CAMMESA. CAMMESA puede terminar nuestros PPA a su opción y en una fecha de su elección ante la ocurrencia de cualquiera de los eventos de incumplimiento establecidos en los mismos, y mientras el supuesto evento de incumplimiento no haya sido subsanado. La Sociedad también puede terminar sus PPA con CAMMESA ante un evento de incumplimiento de CAMMESA. No se puede asegurar que los montos que tenemos derecho a recibir bajo los PPA o la ley aplicable en relación con cualquier terminación anticipada de los PPA serán recibidos, o si se reciben, serán suficientes para compensarnos por nuestra pérdida. Como resultado, las sanciones pueden tener un efecto adverso material en nuestro negocio, resultados operativos y condición financiera, y podrían afectar nuestra capacidad para realizar pagos bajo las Obligaciones Negociables.

La Emisora depende de terceros y su tecnología para la operación de sus parques eólicos y delegamos en terceros para completar la adquisición, ingeniería, construcción, pruebas y puesta en marcha de nuestros proyectos en construcción.

La Emisora depende de proveedores de servicios externos para la operación y garantías de disponibilidad de varios de sus parques eólicos. Vestas es responsable de operar y proporcionar garantías de disponibilidad para los parques eólicos Rawson I, II y III, Villalonga I y II, Chubut Norte I, Madryn y Madryn II, Necochea y La Elbita. Nordex se encarga de la operación de los parques eólicos Pomona I y II y Chubut Norte II, III y IV. Para el parque eólico Trelew, gestionamos el rendimiento operativo debido a la tecnología discontinuada en esta instalación. En 2024, la Sociedad inició un plan de mejora para Trelew con el fin de aumentar la disponibilidad general, incorporando a Goldwind como proveedor de servicios externo. La Sociedad espera utilizar a Vestas, Nordex, Goldwind u otro proveedor de servicios externo de clase mundial con un sólido historial para operar nuevos proyectos de parques eólicos en el futuro. Como resultado, la disponibilidad y el rendimiento de los parques eólicos operativos y nuevos proyectos de parques eólicos de la Emisora pueden depender de factores fuera de nuestro control, incluyendo la calidad y continuidad del servicio proporcionado por el proveedor de servicios relevante y el rendimiento continuo de la tecnología que ellos proporcionan.

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 la Sociedad y los resultados de sus operaciones podrían verse afectados negativamente por su dependencia de proveedores de servicios.

Si alguna entidad de la cual la Emisora depende para cumplir con sus obligaciones bajo sus PPAs incumple sus obligaciones con para con la Sociedad, o si una contraparte de cualquiera de sus contratos es declarada en quiebra o insolvente, la capacidad de la Emisora para completar la expansión de su capacidad de generación, y consecuentemente su capacidad para cumplir con sus obligaciones bajo los PPAs, se vería afectada. La escasez de repuestos críticos, servicios de mantenimiento y nuevos equipos y maquinaria necesarios para la operación y/o construcción de sus plantas generadoras de energía también podría afectar adversamente nuestro negocio, resultados de operaciones y condición financiera. A menos que la Sociedad pueda celebrar contratos de reemplazo para obtener los servicios y equipos necesarios de fuentes alternativas (y en términos razonables), cualquier evento de este tipo podría afectar materialmente y de manera adversa el negocio y resultados de operaciones, y podría afectar nuestra capacidad para realizar pagos bajo las Obligaciones Negociables.

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. Podríamos estar sujetos a investigaciones y procedimientos por parte de las autoridades por presuntas violaciones de estas leyes. Estos procedimientos pueden resultar en multas u otras responsabilidades y podrían tener un efecto adverso material en nuestra reputación, negocio, situación financiera y

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

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

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

El personal de operación y mantenimiento de las centrales térmicas de la Emisora (que al 31 de diciembre de 2025 representaba 19,4% de su dotación) se encuentra afiliado al sindicato laboral de Luz y Fuerza, mientras que el 0,7% se encuentra afiliado a otros sindicatos. Aproximadamente el 20,00% de los trabajadores de la Emisora se encuentra cubiertos por beneficios otorgados por convenios colectivos de trabajo. Además, los empleados de ciertos proveedores de servicios a los parques eólicos de la Emisora son miembros de sindicatos. Si bien históricamente la Emisora ha tenido buenas relaciones con sus sindicatos y no ha experimentado huelga alguna en la historia de la empresa (excepto un paro corto de empleados de un proveedor de servicios externo), no se puede garantizar que la Emisora no será objeto de huelgas, alteraciones o paros laborales en el futuro. Los conflictos con estos sindicatos, las acciones gremiales organizadas tales como las alteraciones o paros laborales o los requerimientos de subas salariales o mejoras de los beneficios como resultado de nuevos convenios colectivos de trabajo, reglamentaciones o políticas gubernamentales o por otras causas podrían ocasionar efectos materiales adversos sobre la actividad de la Emisora, los resultados de sus operaciones y su situación patrimonial.

Nuestro negocio puede requerir gastos de capital sustanciales para los requisitos de mantenimiento continuo de nuestra capacidad de generación instalada.

Podrían ser necesarios gastos de capital adicionales para financiar el mantenimiento continuo necesario para mantener nuestro desempeño operativo y de generación de energía, así como para mejorar las capacidades de nuestras instalaciones de generación eléctrica. Si no podemos financiar dichos gastos de capital en términos satisfactorios para nosotros, o si no podemos financiarlos en absoluto, nuestro negocio, los resultados de nuestras operaciones y nuestra situación financiera podrían verse afectados negativamente. Nuestra capacidad de financiamiento puede estar limitada por restricciones del mercado sobre la disponibilidad de financiamiento para empresas argentinas.

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 —Procesos Judiciales”. Si bien en términos generales Genneia puede oponerse a tales fallos desfavorables y recurrir a la cobertura de seguros cuando corresponda, las acciones judiciales son intrínsecamente costosas e impredecibles con lo cual resulta difícil estimar con precisión su resultado. Si bien la Emisora considera que ha previsionado y prevé continuar previsionando dichos riesgos de forma adecuada en base a las opiniones y asesoramiento de sus abogados externos y en cumplimiento de las normas contables aplicables, estas contingencias están sujetas a cambios a medida que se desarrolla información nueva y debido a las incertidumbres inherentes al proceso de estimación, los montos que la Emisora previsiona pueden ser significativamente diferentes de los montos que luego deba pagar si las acciones son resueltas total o parcialmente en contra de la Emisora.

El desempeño de la Emisora depende en gran medida de la posibilidad de contratar y conservar personal de la alta gerencia y demás 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

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

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.

Podríamos estar sujetos a expropiación u otros riesgos similares.

Todos o sustancialmente todos nuestros activos se encuentran en Argentina. Nos dedicamos al negocio de la generación de energía y, como tal, nuestro negocio o nuestros activos pueden ser considerados por el gobierno argentino como de interés público (orden público) o esenciales para la prestación de un servicio público. Por lo tanto, estamos sujetos a incertidumbres políticas, incluyendo la expropiación o nacionalización de nuestro negocio o activos, o a la renegociación o anulación de contratos existentes y otros riesgos similares.

En caso de expropiación, podríamos tener derecho a recibir una compensación por la transferencia de nuestros activos. Sin embargo, el precio a recibir podría no corresponder al valor de mercado o no ser suficiente para pagar nuestras obligaciones, y podríamos necesitar iniciar acciones legales para reclamar una compensación adecuada o para recibir dicha compensación. Nuestro negocio, situación financiera y resultados de operaciones podrían verse afectados negativamente por la ocurrencia de cualquiera de estos eventos.

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

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

patrimonial de la Emisora.

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

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

RIESGOS RELACIONADOS CON LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES

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

El precio de mercado de las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente puede verse negativamente afectado por acontecimientos en los mercados financieros internacionales y la situación económica mundial. Los mercados de valores de Argentina están influenciados en diversos grados por las condiciones económicas y de mercado de otros países, especialmente los de América Latina y otros mercados emergentes. Aunque las condiciones económicas son diferentes en cada país, la reacción de los inversores a los acontecimientos de un país puede afectar los títulos de emisoras de otros países, entre ellos Argentina. No es posible asegurar que el mercado de valores de emisoras argentinas no se verá afectado de forma negativa por los acontecimientos de otros países o que dichos acontecimientos no tendrán un impacto negativo sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables. Por ejemplo, el aumento de las tasas de interés en un país desarrollado como Estados Unidos o un acontecimiento negativo en un mercado emergente puede generar importantes salidas de capitales de Argentina y provocar una caída en el precio de negociación de las Obligaciones Negociables.

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

Cada Clase y/o Serie de Obligaciones Negociables emitidas bajo el Régimen de Emisor Frecuente constituirá una nueva emisión de títulos sin mercado de negociación establecido y sin antecedentes de negociación previos. La Compañía no puede garantizar a los inversores el desarrollo futuro de un mercado para las Obligaciones Negociables, la capacidad de los tenedores de vender sus Obligaciones Negociables o el precio al que los tenedores podrán vender sus Obligaciones Negociables.

Asimismo, la liquidez y el mercado de negociación de las Obligaciones Negociables puede verse adversamente afectado por cambios en las tasas de interés, reducciones y volatilidad del mercado respecto de títulos similares, incluyendo reducciones y volatilidad en los mercados de títulos de otros emisores privados de mercados emergentes, y la falta de satisfacción de las expectativas de los analistas o inversores de los títulos respecto del resultado operativo de la Compañía en uno o más períodos futuros.

En caso de desarrollarse un mercado para las Obligaciones Negociables, éstas podrían ser negociadas a precios mayores o menores que el precio de oferta inicial, dependiendo de varios factores, algunos de los cuales se encuentran fuera de nuestro control. El organizador no tiene la intención de crear un mercado para las Obligaciones Negociables. A menos que el Suplemento de Prospecto de una oferta particular de Obligaciones Negociables establezca lo contrario, debe reconocerse que el organizador no estará obligado a crear un mercado para las Obligaciones Negociables y que toda actividad de creación de mercado puede ser interrumpida en cualquier momento sin notificación previa y a exclusivo criterio del organizador.

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

La Emisora está constituida bajo las leyes de Argentina. En su amplia mayoría, nuestros directores y funcionarios, así como también los profesionales mencionados en el presente Prospecto, tienen su domicilio en Argentina. Asimismo, la totalidad

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

o una parte significativa de los activos de la Emisora, así como los activos de sus respectivos directores y funcionarios, están ubicados fuera de Estados Unidos. Por ende, podría ser dificultoso o imposible para los tenedores de Obligaciones Negociables cursar notificaciones judiciales dentro de Estados Unidos a dichas personas, bajo las leyes estadounidenses u otras leyes extranjeras en materia de títulos valores. En base a la opinión de los asesores jurídicos de la Emisora en Argentina, existe duda respecto de la exigibilidad contra la Emisora y contra dichas personas en Argentina, ya sea en acciones originales o acciones tendientes a hacer valer sentencias de tribunales estadounidenses u otros tribunales extranjeros, de responsabilidades fundadas únicamente en las leyes federales estadounidenses u otras leyes extranjeras en materia de títulos valores y respecto de la exigibilidad ante tribunales argentinos de sentencias de los tribunales estadounidenses u otros tribunales no argentinos obtenidas en acciones establecidas en virtud de las disposiciones en materia de responsabilidad civil de las leyes federales estadounidenses u otras leyes extranjeras en materia de títulos valores.

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

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

En caso que la Compañía se encontrare sujeta a concurso preventivo o acuerdo preventivo extrajudicial y/o un proceso similar, las normas argentinas vigentes que regulan las Obligaciones Negociables a emitirse bajo el Régimen de Emisor Frecuente (incluyendo, sin limitación las disposiciones de la Ley de Obligaciones Negociables) estarán sujetas a las disposiciones previstas por la Ley de Concursos y Quiebras, y demás normas aplicables a procesos de reestructuración empresariales y, consecuentemente, algunas disposiciones de las Obligaciones Negociables no se aplicarán.

La normativa de la Ley de Concursos y Quiebras establece un procedimiento de votación diferencial al de los restantes acreedores quirografarios a los efectos del cómputo de las mayorías requeridas (las cuales exigen mayoría absoluta de acreedores que representen 2/3 partes del capital quirografario). Conforme este sistema, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables puede ser significativamente menor al de los demás acreedores financieros de la Compañía en caso de un proceso concursal.

En adición a ello, ciertos precedentes jurisprudenciales han sostenido que aquellos tenedores de las Obligaciones Negociables que no asistan a la asamblea para expresar su voto o que se abstengan de votar, no serán computados a los efectos de los cálculos que corresponden realizar para determinar las mayorías requeridas para aprobar un acuerdo concursal. Por ende, el poder de negociación de los tenedores de las Obligaciones Negociables con relación al de los restantes acreedores financieros y comerciales pueda verse disminuido.

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

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

En especial, la Ley de Concursos y Quiebras establece que, en caso de títulos emitidos en serie, como es el caso de las Obligaciones Negociables, sus tenedores participarán en la votación efectuada a fin de obtener el consentimiento necesario para aprobar un acuerdo con los acreedores y/o la restructuración de las deudas de la Emisora sujeto a un procedimiento

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

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

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

Las obligaciones bajo las Obligaciones Negociables estarán subordinadas a ciertas preferencias establecidas por ley.

La Compañía ofrece Obligaciones Negociables con garantía común sobre su patrimonio. Conforme a la ley de quiebras de Argentina, las obligaciones bajo las Obligaciones Negociables están subordinadas a ciertos privilegios legales. En caso de liquidación, tales créditos con privilegios legales, incluyendo, a título ilustrativo, créditos laborales, créditos derivados de obligaciones garantizadas, pagos de aportes previsionales, impuestos y gastos causídicos tendrán preferencia sobre otros créditos, incluyendo los créditos de cualquier persona que invierta en las Obligaciones Negociables. Si existieran activos remanentes luego del pago a los acreedores privilegiados, podrían ser insuficientes para satisfacer los créditos de los tenedores de las Obligaciones Negociables con garantía común sobre su patrimonio y de cualquier otra deuda con garantía común sobre su patrimonio, entre ellos los acreedores comerciales, que tienen igual rango de prioridad que los tenedores de las Obligaciones Negociables.

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

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

A la fecha del presente Prospecto, la Compañía no se encuentra en mora en los pagos de amortización de capital y/o intereses de valores negociables con oferta pública.

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

El gobierno argentino y el BCRA han implementado ciertos controles cambiarios y restricciones de transferencias, limitando sustancialmente la capacidad de las empresas para retener moneda extranjera o realizar pagos al exterior. Las restricciones incluyen limitaciones para exportaciones e importaciones de bienes y servicios, activos en el extranjero, transacciones de no residentes, deuda financiera, deudas entre residentes, utilidades y dividendos, y régimenes informativos, entre otros (incluyendo, en el pasado reciente, planes de refinanciación obligatorios). Para más información sobre los controles de

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

cambio vigentes a la fecha del presente Prospecto, por favor véase la sección "Información Adicional—c) Controles de Cambio" del presente Prospecto.

En este sentido, a pesar de las medidas anunciadas por el gobierno de Javier Milei y por el BCRA que han comenzado a eliminar o flexibilizar gradualmente ciertas restricciones cambiarias, no puede asegurarse que el gobierno argentino y/o el BCRA en un futuro próximo impongan nuevos controles de cambio. No es posible asegurar que no se implementarán controles cambiarios o restricciones más estrictas que las vigentes actualmente. La implementación de nuevas medidas restrictivas, junto con factores externos fuera del control de la Sociedad, podría tener un impacto considerable en los resultados operativos y en la situación financiera de la Emisora.

En caso se implementen mayores controles cambiarios o restricciones más estrictas, la capacidad de la Emisora de realizar pagos al exterior podría verse afectada, y por ende la capacidad de los inversores de recibir pagos respecto de las Obligaciones Negociables podría verse afectada.

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

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

Las Obligaciones Negociables podrían ser rescatadas en forma total o parcial por la Sociedad.

Según se establezca en cada Suplemento de Prospecto, las Obligaciones Negociables de cualquier Clase y/o Serie podrían ser rescatadas a opción de la Emisora total o parcialmente, en la fecha, con el aviso previo y al precio que al efecto se establezca en el Suplemento de Prospecto respectivo, debiéndose preservar la igualdad de trato entre los tenedores. En consecuencia, un inversor podría no ser capaz de reinvertir el producido del rescate en un título comparable a una tasa de interés efectiva tan alta como la aplicable a las Obligaciones Negociables rescatadas.

No puede garantizarse que las sociedades calificadoras no bajarán, suspenderán o retirarán las calificaciones de riesgo de las Obligaciones Negociables.

Las calificaciones de riesgo de las Obligaciones Negociables podrán cambiar luego de la emisión. Dichas calificaciones son de alcance limitado y no abordan todos los riesgos significativos relacionados con la inversión en las Obligaciones Negociables, sino que reflejan únicamente las opiniones de las sociedades calificadoras al momento de su asignación. Puede obtenerse una explicación sobre la significancia de dichas calificaciones consultando a las sociedades calificadoras.

Las calificaciones en moneda extranjera asignadas por agencias calificadoras de riesgos contemplan el riesgo incremental que implica la exposición a las variaciones de tipo de cambio, las potenciales restricciones regulatorias para el acceso a la adquisición de divisas para el pago de deudas y el contexto macroeconómico actual con las correspondientes expectativas en relación con la disponibilidad de divisas durante el plazo de vigencia de las obligaciones calificadas. Al analizar estos riesgos incrementales en relación a las calificaciones en moneda local, también se contempla la existencia de posibles mitigantes como la disponibilidad de recursos del emisor, niveles de cobertura a través de instrumentos derivados y/o por la naturaleza del tipo de ingresos y flujos de fondos que se correspondan con las obligaciones calificadas, como así también la existencia de cláusulas particulares y/o protecciones estructurales como garantías y fondos de reservas, emergentes de los documentos de cada instrumento de deuda en particular.

No es posible garantizar que dichas calificaciones de riesgo continuarán vigentes durante ningún plazo determinado o que las sociedades calificadoras no bajarán, suspenderán o retirarán dichas calificaciones, si a su criterio las circunstancias así lo ameritan. La baja, suspensión o retiro de dichas calificaciones puede tener un efecto adverso en el precio de mercado y la comerciabilidad de las Obligaciones Negociables.

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

V. POLÍTICAS DE LA EMISORA

a) Políticas de Inversiones, de Financiamiento y Ambientales.

Política de Inversiones

i. Energía Renovable

Durante el período 2018-2025, la Compañía desarrolló un amplio plan de inversión en energías renovables. La mayoría de estos proyectos cuentan con contratos a 20 años denominados en Dólares Estadounidenses firmados con CAMMESA bajo el programa RenovAr y Resolución 202, los cuales cuentan con un amplio conjunto de garantías. Asimismo, la Compañía ha invertido en proyectos renovables cuya producción será comercializada a grandes usuarios industriales en el MATER.

La inversión bruta en energías renovables fue de US$269,3 millones en el año 2023, US$249 millones en el año 2024 y de US$337 millones en el año 2025. Este plan de inversión permitió incrementar la capacidad instalada de energía renovable, desde 2023 a la fecha del presente Prospecto, en 720 MW.

En los últimos años se destacan las siguientes inversiones realizadas por la Compañía:

Parque	Tipo de energía	Inicio de Operaciones	Capacidad instalada MW	Programa licitación	Cliente	Duración contrato
Madryn I	Eólica	Nov-2018	71,10	Resolución 202	CAMMESA	20 años
Madryn II	Eólica	Sep-2019	151,20	Resolución 202	CAMMESA	20 años
Villalonga I	Eólica	Dic-2018	51,75	RenovAr	CAMMESA	20 años
Villalonga II	Eólica	Feb-2019	3,45	MATER	Privados	-
Pomona I	Eólica	Jul-2019	101,40	RenovAr	CAMMESA	20 años
Pomona II	Eólica	Ago-2019	11,70	MATER	Privados	-
Chubut Norte I	Eólica	Dic-2018	28,80	RenovAr	CAMMESA	20 años
Chubut Norte II	Eólica	Mar-2021	26,28	MATER	Privados	-
Chubut Norte III (1)	Eólica	Feb-2021	57,66	RenovAr	CAMMESA	20 años
Chubut Norte IV (1)	Eólica	Feb-2021	83,22	RenovAr	CAMMESA	20 años
Necochea (2)	Eólica	Feb-2020	37,95	RenovAr	CAMMESA	20 años
La Elbita	Eólica	Oct-2024	162,00	MATER	Privados	-
Ullum 1	Solar	Dic-2018	25,00	RenovAr	CAMMESA	20 años
Ullum 2	Solar	Dic-2018	25,00	RenovAr	CAMMESA	20 años
Ullum 3	Solar	Dic-2018	32,00	RenovAr	CAMMESA	20 años
Sierras de Ullum	Solar	Mar-2023	78,00	MATER	Privados	-
Tocota III	Solar	Feb-2024	60,00	MATER	Privados	-
Malargüe I	Solar	Ene-2025	90,00	MATER	Privados	-

Notas:

1) 51% es la participación accionaria de Genneia
2) 50% es la participación accionaria de Genneia

ii. Energía Convencional

En los últimos tres años se destaca la siguiente desinversión realizada por la Compañía:

En febrero de 2022, la Compañía vendió a Mitsubishi Power Aero LLC la turbina “TG0907” ubicada en la Central Térmica. Las Armas, y las Turbinas “TG1006” y “TG1007” ubicadas en la Central Térmica Bragado.

En mayo de 2023, la Compañía vendió las turbinas Solar Taurus T60 de 5MW, cada una con una capacidad de 5MW, denominadas "TG01" y "TG02” ubicadas en la Central Térmica Las Armas.

En julio de 2024, la Compañía vendió a USP&E North America, LLC. la unidad “TG02” ubicada en la Central Concepción del Uruguay. El precio de venta de los equipos ascendió a US$ 5.5 millones, cuyos fondos ingresaron durante el tercer trimestre 2024. El resultado de la transacción se encuentra expuesto en Otros ingresos (egresos), netos dentro del estado de resultados y otros resultados integrales (Nota 5.p de los Estados Financieros Auditados). Asimismo, USP&E North America,

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

LLC. ejerció la opción de compra de una unidad adicional durante el cuarto trimestre 2024, la "TG02" proveniente de la Central Olavarría. El precio de venta de los equipos ascendió a US$ 5,5 millones, de los cuales US$ 2,75 millones fueron recibidos en el cuarto trimestre 2024, y se encuentran incluidos dentro del rubro cuentas por pagar dado que han sido considerado como anticipos siendo que los equipos aún están en propiedad de la Sociedad, y el remanente de US$ 2,75 millones se recibió en el primer trimestre 2025.

En agosto de 2024, la compañía firmó un acuerdo de venta con Mobile Power Solutions, LLC un total de seis unidades, "TG01" ubicada en la Central Concepción del Uruguay, "TG01" y "TG02" ubicadas en la Central Paraná, "TG01" y "TG02" ubicadas en la Central Matheu y "TG01" ubicada en la Central Olavarría. La transacción representó un ingreso de fondos de US$ 23,3 millones, que fueron cobrados durante 2024.

Todas estas transacciones han sido parte de nuestro plan de desinversión en los activos térmicos que fueron desconectados en 2019 y 2021. Las Centrales Térmicas que fueron desconectadas del SADI al alcanzar su plazo contractual establecido se incluyen: Pinamar, Matheu, Olavarría, Bragado I, Las Armas I & II, Paraná y Concepción del Uruguay I & II. A la fecha de emisión de los estados contables al 31 de diciembre de 2024, la Compañía ha finalizado su plan de desinversión, ya que no dispone de más activos para la venta.

Políticas de Financiamiento

La estrategia financiera de la Compañía es mantener un nivel de apalancamiento razonable para la industria en la cual opera. La Compañía procura financiar sus inversiones mediante el flujo de caja generado por sus activos existentes, el aporte de sus accionistas, la emisión de obligaciones negociables y/o préstamos bancarios.

Esta estrategia también incluye préstamos garantizados en subsidiarias sin recurso hacia Genneia S.A., modalidad conocida como "Project Finance", con plazo de hasta 16 años a través de bancos de desarrollos, agencias de exportación y organismos multilaterales.

En general, tanto la emisión de obligaciones negociales como los préstamos están denominados o atados al precio del Dólar para lograr calzar su servicio con los flujos de los contratos de abastecimiento de energía, que están atados al precio del Dólar.

Políticas Ambientales

La Compañía se compromete a hacer negocios con honestidad, integridad y transparencia y persiguiendo los más altos estándares medioambientales, sociales y de gobierno. Un objetivo esencial de la empresa es cuidar el bienestar de sus partes interesadas y la protección del medio ambiente para las generaciones futuras, ofreciendo servicios de calidad, transparentes, eficientes y eficaces a través de la mejora continua de sus procesos y actividades.

Para alcanzar estos objetivos, la Compañía cuenta con un Sistema Integrado de Gestión (SIG) que se basa en la educación, la formación, la sensibilización y el desarrollo de un enfoque proactivo en todos los niveles de la organización. El SIG se basa en una filosofía de trabajo que implica la preservación y protección de la vida, la salud y la aptitud psicofísica de los empleados, clientes y terceros relacionados con sus actividades.

Desde sus inicios la Compañía ha optado por converger rápidamente para estar en consonancia con las normas ambientales y sociales y ha llevado a cabo sus principales esfuerzos de crecimiento en el marco de estos compromisos. Dese el año 2013, este compromiso se reflejó en los esfuerzos de toda la empresa para haber logrado y mantenido certificaciones específicas, otorgadas por TUV Rheinland para:
Gestión Ambiental ISO 14.001:2015 y;
Seguridad y Salud Ocupacional ISO 45.001:2018.

Además, el SIG, a través del compromiso asumido en la política del SIG, impulsa sus operaciones de acuerdo con otras normas voluntarias adoptadas progresivamente desde 2016:

- Ambiental y Social: Normas de Desempeño de la CFI (IFC:2012).
- Gestión de la calidad: ISO 9001:2015,
- Gestión de la Seguridad de la Información: ISO 27.001:2013.
- Gestión de Riesgos Empresariales: Marco COSO 2017.
- Alineamiento con la Ley de Prácticas Corruptas en el Extranjero de los Estados Unidos, el Código Penal Argentino

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

y la “Ley de Responsabilidad Penal Empresaria”.

Estas mejoras proactivas han permitido a la Compañía alcanzar la elegibilidad de todos los proyectos de crecimiento relevantes para financiarse bajo estrictas normas ambientales y sociales. Más específicamente, la Compañía ha construido una fuerte relación con un grupo de bancos de desarrollo europeos y regionales que apoyaron nuestro exitoso plan de expansión renovable.

Investigación, Desarrollo, Innovación, Patentes, Licencias.

Con el objetivo de generar soluciones sustentables, creativas e inteligentes en el sector energético, la Sociedad invierte importantes recursos para la investigación y el desarrollo de nuevos proyectos orientados a la generación de energía eléctrica, particularmente 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:

31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025
Ps. 767 millones	Ps. 1.090 millones	Ps. 1.090 millones

Adicionalmente, ninguna de las actividades de la Emisora se lleva a cabo bajo licencias y patentes otorgadas por terceros.

b) Políticas de Dividendos y Agentes Pagadores.

Política de dividendos

No hemos adoptado y no tenemos planes actuales para adoptar una política formal de dividendos. No hemos pagado ningún dividendo en efectivo en los últimos años y no esperamos pagar ningún dividendo en efectivo sobre nuestras acciones en el futuro previsible. Actualmente tenemos la intención de retener cualquier ganancia futura adicional para financiar nuestras operaciones y crecimiento.

En el futuro, podríamos decidir pagar dividendos de acuerdo con la ley aplicable y en función de varios factores existentes en ese momento, que incluyen:

- nuestra situación financiera, resultados de operaciones y necesidades de efectivo actuales y anticipadas;
- condiciones económicas y comerciales generales;
- nuestros planes estratégicos y perspectivas de negocio;
- restricciones legales, contractuales y reglamentarias sobre nuestra capacidad para pagar dividendos; y
- otros factores que nuestra junta directiva pueda considerar relevantes.

De acuerdo con la Ley General de Sociedades, la declaración y el pago de dividendos anuales, en la medida en que la

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

empresa presente utilidades retenidas de acuerdo con las Normas Contables NIIF y las Normas de la CNV, son determinados por los accionistas en la asamblea anual ordinaria de accionistas. Además, de acuerdo con la Ley General de Sociedades, al menos el 5% de la utilidad neta del ejercicio calculado de acuerdo con las Normas Contables NIIF y las Normas de la CNV debe destinarse mediante acuerdo adoptado en asambleas de accionistas a una reserva legal hasta que dicha reserva alcance el 20% del capital social. Esta reserva legal no está disponible para su distribución.

Montos disponibles para distribución

Los dividendos pueden declararse y pagarse legalmente solo de ganancias establecidas en nuestros estados financieros anuales aprobados por la asamblea anual ordinaria de accionistas. Los dividendos que declaremos en el futuro se basarán en nuestros estados financieros presentados en Pesos (ver notas 3.17 y 5.i.3 a nuestros Estados Financieros Auditados). De acuerdo con la Ley General de Sociedades, las sociedades comprendidas en el artículo 299 de dicha ley pueden distribuir dividendos provisionales o dividendos por adelantado resultantes de balances especiales.

De acuerdo con la Ley General de Sociedades y nuestros estatutos, nuestra utilidad neta anual (ajustada para reflejar los cambios en los resultados de años anteriores) se asigna en el siguiente orden: (i) para cumplir con el requisito de reserva legal del 5% de nuestra utilidad neta hasta que dicha reserva sea igual al 20% del capital social; (ii) para la remuneración del Directorio y Comisión Fiscalizadora; (iii) el neto después de (i) y (ii) según lo decidan nuestros accionistas en la asamblea anual ordinaria de accionistas. Los dividendos deben ser pagados en proporción a las respectivas tenencias dentro el año de su aprobación.

Nuestro Directorio presenta nuestros estados financieros del ejercicio anterior, junto con los informes al respecto de nuestra Comisión Fiscalizadora y de los contadores independientes, para su aprobación en la asamblea ordinaria anual de accionistas. Dentro de los cuatro meses posteriores del final de cada año fiscal, se debe realizar una asamblea ordinaria de accionistas para aprobar nuestros estados financieros anuales y determinar la asignación de nuestros ingresos netos para dicho año.

De acuerdo con las Normas de la CNV aplicables, los dividendos en efectivo deben pagarse a los accionistas dentro de los 30 días posteriores a la aprobación de dichos dividendos por parte de la asamblea de accionistas. En el caso de los dividendos en acciones, las acciones deben entregarse dentro de los tres meses siguientes a la recepción de la notificación de la autorización por parte de la CNV para la oferta pública de las acciones relacionadas con dichos dividendos. El plazo de prescripción respecto del derecho de cualquier accionista a percibir dividendos declarado por la asamblea de accionistas es de cinco años a partir de la fecha en que se haya puesto a disposición del accionista.

Los términos y condiciones de emisión de nuestras Obligaciones Negociables Clase XLIX imponen ciertas restricciones a nuestra capacidad para distribuir ganancias y dividendos. En ese sentido, en virtud del contrato de fideicomiso fecha del 2 de diciembre de 2025 correspondiente a dichas Obligaciones Negociables Clase XLIX, denominado en inglés Indenture (el "Contrato de Fideicomiso de la Clase XLIX"), la Compañía solo podrá pagar dividendos si (A) no se ha producido ni continúa ningún incumplimiento o evento de incumplimiento (tal y como se definen en el Contrato de Fideicomiso de la Clase XLIX) y (B) si la Sociedad está en condiciones para incurrir (tal y como se define en el Contrato de Fideicomiso de la Clase XLIX) en al menos 1,00 US$ de deuda adicional (tal y como se define en el Contrato de Fideicomiso de la Clase XLIX) en virtud del Contrato de Fideicomiso de la Clase XLIX, para lo cual se requiere que la Sociedad cumpla con un índice de cobertura de intereses (tal y como se define en el Contrato de Fideicomiso de la Clase XLIX) de al menos 2,00:1,00 y un índice de apalancamiento neto (tal y como se define en el Contrato de Fideicomiso de la Clase XLIX) que no supere 3,50:1,00. Se permiten determinados dividendos sin cumplir estas condiciones, incluidos los dividendos pagaderos en participaciones accionarias calificadas (tal como se definen en el Contrato de Fideicomiso de la Clase XLIX), los dividendos a las subsidiarias restringidas (tal como se definen en el Contrato de Fideicomiso de la Clase XLIX) y los pagos restringidos (tal como se definen en el Contrato de Fideicomiso de la Clase XLIX) hasta el 10,0 % de los ingresos netos consolidados del ejercicio fiscal anterior (tal como se definen en el Contrato de Fideicomiso de la Clase XLIX). Además, si las Obligaciones Negociables Clase XLIX obtienen calificaciones de grado de inversión (tal y como se define en el Contrato de Fideicomiso de la Clase XLIX) de al menos dos de las tres agencias de calificación (tal y como se define en el Contrato de Fideicomiso de la Clase XLIX) y no se produce ningún incumplimiento, el artículo de restricción de dividendos aquí descrito se suspenderá automáticamente, lo que permitirá una mayor flexibilidad en la distribución de dividendos durante dicho periodo.

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

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

a) Directores y Gerencia:

El Directorio de la Emisora se encuentra integrado actualmente por ocho directores titulares y ocho directores suplentes. Los directores son designados por los accionistas por un plazo de un año, pero mantendrán sus cargos hasta que se designen nuevos directores en la siguiente asamblea de accionistas. Los miembros del Directorio de la Emisora fueron designados por la asamblea de accionistas N° 93 celebrada el 30 de abril del 2026, y sus respectivos mandatos vencerán el 31 de diciembre de 2026. Sin embargo, los miembros actuales del Directorio continuarán en su cargo hasta que se designen nuevos miembros, de acuerdo con el artículo 257 de la Ley General de Sociedades. A la fecha del presente Prospecto, 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. Tres de los directores titulares son considerados "independientes", en virtud de las Normas de la CNV. El resto de los directores titulares y suplentes actuales de la Emisora se consideran "no independientes" en virtud de las Normas de la CNV. A la fecha del presente Prospecto, las autoridades actuales de la Emisora se encuentran en trámite de inscripción ante la Dirección de Personas Jurídicas de la Provincia de Buenos Aires.

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

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

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

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

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

Nombre	Cargo	Clase de Accionistas proponente(1)	Edad	Fecha de designación	Director desde	Vencimiento del cargo (3)
Jorge Pablo Brito	Presidente	Clase B	53	30/04/2026	2011	31/12/2026
Darío Ezequiel	Vicepresidente	Clase A	53	30/04/2026	2015	31/12/2026

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

Nombre	Cargo	Clase de Accionistas proponente(1)	Edad	Fecha de designación	Director desde	Vencimiento del cargo (3)
Lizzano						
Francisco Sersale	Director Titular	Clase A	42	30/04/2026	2022	31/12/2026
Verónica Elisa Marcelo	Director Titular Independiente (2)	Clase A	--	30/04/2026	2026	31/12/2026
Darío Martín Febré	Director Titular Independiente (2)	Clase A	--	30/04/2026	2026	31/12/2026
Ignacio Cruz Moran	Director Titular	Clase B	--	30/04/2026	2026	31/12/2026
César Rossi	Director Titular	Clase B	55	30/04/2026	2011	31/12/2026
Juan Pablo Catarineu	Director Titular Independiente (2)	Clase B	--	30/04/2026	2026	31/12/2026
Pedro Eugenio Aramburu	Director Suplente	Clase A	48	30/04/2026	2015	31/12/2026
Julio Javier Lococo	Director Suplente	Clase A	55	30/04/2026	2023	31/12/2026
Santiago Daireaux	Director Suplente	Clase A	52	30/04/2026	2015	31/12/2026
Juan Ignacio Dighero	Director Suplente	Clase A	--	30/04/2026	2026	31/12/2026
Marcos Brito	Director Suplente	Clase B	37	30/04/2026	2011	31/12/2026
Juan Esteban Catarineu	Director Suplente Independiente (2)	Clase B	--	30/04/2026	2026	31/12/2026
Christian Whamond	Director Suplente	Clase B	49	30/04/2026	2023	31/12/2026
Delfín Federico Ezequiel Carballo	Director Suplente	Clase B	35	30/04/2026	2011	31/12/2026

(1) Se refiere a la clase de accionistas que designó a tal Director.
(2) Se considera al Director como "independiente" conforme leyes y regulaciones argentinas. Ver "Información Adicional".
(3) Continuarán en funciones hasta tanto se designen nuevos miembros de conformidad con el artículo 257 de la Ley General de Sociedades.

Directores:

Jorge Pablo Brito. Se desempeña como director desde noviembre de 2011 y como Presidente del Directorio desde enero de 2026. El Sr. Brito es Presidente del Directorio de Banco Macro S.A. y comenzó su carrera en Banco Macro en enero de 1997. Asimismo, se desempeñó como director en Nuevo Banco de Suquía S.A. (2004–2007), Nuevo Banco Bisel S.A. (2006–2009), Banco Privado de Inversiones S.A. (2010–2013), Mercado Abierto Electrónico S.A. (2013–2015) y Macro Securities S.A. (2004–2022), y como Presidente del Club Atlético River Plate (2021–2025). El Sr. Brito también se desempeña como Presidente del Directorio de Inversora Juramento S.A

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

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 y Vicepresidente del Directorio de la Sociedad desde diciembre de 2015. Asimismo, es Director Suplente de las subsidiarias MyC Energía S.A., Enersud, GEDESA, GVA, GVS, Genneia Vientos del Sudoeste S.A., los parques solares de Ullum y el parque eólico Loma Blanca IV. También es miembro del Directorio de Argentina Commercial Properties S.A. (anteriormente Hoteles Sheraton de Argentina S.A.C.) y de Plaza Logística Argentina LLC. Desde 2014 se desempeña como Managing Director y Senior Portfolio Manager de PointState Argentum LLC. Posee más de 35 años de experiencia en el negocio de renta variable en América Latina y mercados emergentes. Antes de incorporarse a PointState Argentum, trabajó en Morgan Stanley como Managing Director, a cargo de la División de Renta Variable Institucional para América Latina, y fue miembro del comité de gestión regional. También fue Director de Investigación para América Latina y Jefe del equipo de Distribución de Mercados Emergentes para América. Previamente, trabajó en Santander (1996–2007), inicialmente como Estratega de América Latina y luego como Jefe del negocio de Renta Variable de la región, antes de ser nombrado Global Head of Cash Equities. Entre 1996 y 2006 fue reconocido de forma recurrente por Institutional Investor Magazine y LatinFinance como uno de los principales analistas de Argentina y estrategas de renta variable latinoamericanos.

Francisco Cosme Jose Sersale di Cerisano. El Sr. Sersale es titular del DNI 28.423.658 y del CUIT N° 20-28423658-1 con domicilio en Suipacha N°1111, piso 18°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Sersale se desempeña como Director de la Sociedad desde junio de 2022 y actualmente es Director de Plaza Logística S.R.L., Presidente de GCDI S.A. (anteriormente TGLT S.A.) y de Argentina Commercial Properties S.A. Asimismo, es Director de las subsidiarias MyC Energía S.A., Enersud, GEDESA, GVA, GVS, Genneia Vientos del Sudoeste S.A., los parques solares de Ullum y el parque eólico Loma Blanca IV, y Director Suplente de Vientos de Necochea. Es Licenciado en Economía (Bachelor of Arts in Economics) por Swarthmore College y posee un Máster en Finanzas otorgado por la Universidad Torcuato Di Tella. Anteriormente, se desempeñó como Portfolio Manager en GMT Capital y como Analista de Renta Variable en T. Rowe Price International. Tiene amplia experiencia en mercados emergentes, con trayectoria como inversor en renta variable latinoamericana desde 2005.

César Rossi. El Sr. Rossi se desempeña como director desde junio de 2011 y fue Presidente del Directorio desde abril de 2022 hasta enero de 2026. Asimismo, es director de Camuzzi Gas Pampeana S.A., Camuzzi Gas del Sur S.A. y de las siguientes subsidiarias de la Sociedad: MyC Energía S.A., Enersud, GEDESA, GVA, Vientos Sudamericanos, Vientos Patagónicos, GVS, Genneia Vientos del Sudoeste S.A., los parques solares Ullum y el parque eólico Loma Blanca IV; y director suplente de Vientos de Necochea. Se desempeñó como gerente impositivo y como gerente de estructuración financiera y fideicomisos en Banco Macro S.A. El Sr. Rossi obtuvo el título de Magíster en Administración de Empresas (MBA) en la Universidad Torcuato Di Tella y es contador público egresado de la Universidad de Buenos Aires.

Ignacio Cruz Moran. El Sr. Moran es titular del DNI 21.763.012 y del CUIT 20-21763012-7 , con domicilio en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. El Sr. Moran se desempeña como Director Titular de la Sociedad desde abril de 2026. Asimismo, desde 2023 se desempeña como Director Titular, miembro del Comité Ejecutivo y del Comité de Auditoría de Telecom Argentina S.A. El Sr Moran es contador egresado de la Universidad de Buenos Aires y su formación profesional comprende auditoría, finanzas y negocios. Desde 2017 es empresario y trabaja de forma independiente en asesoramiento financiero y de negocios. Ha trabajado también en Arthur Andersen (actualmente E&Y) en el área de instituciones financieras y mercados de capitales, donde se desempeñó desde 1992 a 1998. Asimismo, entre los años 1998 y 2007, trabajó en el Grupo Banco de San Juan, como auditor interno primero y posteriormente formó parte del Comité Ejecutivo y del Directorio de los bancos. Entre 2008 y 2012 se desempeñó en YPF S.A., como CFO primero y luego como COO, y desde mayo de 2016 hasta marzo de 2017 fue CFO de Telecom Argentina S.A.

Juan Pablo Caratineu. El Sr. Catarineu es titular del DNI. N° 24.235.576 y del CUIT 20-24235576-9, con domicilio en Beccar, Provincia de Buenos Aires, Argentina. El Sr. Catarineu se desempeña como Director Titular de la Sociedad desde abril de 2026. Asimismo, es Director Suplente en las subsidiarias MyC Energía S.A., Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., GVA, GVS, Genneia Vientos del Sudoeste S.A., los parques solares de Ullum, y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U. El Sr. Catarineu es Abogado, especialista en derecho laboral y de la seguridad social. Actualmente se desempeña como Socio del estudio Jurídico GCQ & Asoc SAS, firma a la que se unió en enero 2026, la cual trabaja como representantes del Fondo de Reserva de la LRT. Ha trabajado también como Titular del Estudio Jurídico Catarineu y Asociados hasta diciembre de 2025.

Verónica Elisa Marcelo. La Sra. Marcelo es titular del DNI 22.528.560 y del CUIL N° 27-22528560-3 con domicilio en Pedro Echeverria Nº 1200 del Barrio Talar del Lago 1 Lote 381, localidad Gral Pacheco, Provincia de Buenos Aires. La Sra. Marcelo fue designada directora independiente de la sociedad en abril 2026 y actualmente es miembro del Consejo Consultivo de CIPPEC y board member de CEADS. Es Licenciada en Turismo y posee un MBA otorgado por la Universidad Torcuato Di Tella. Anteriormente, se desempeñó como Directora General en Natura Cosméticos S.A. para Argentina y Uruguay, empresa en la cual trabajó los últimos 22 años. Tiene amplia experiencia en liderazgo de equipos y operaciones en contextos de alta

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

complejidad, impulsando crecimiento, transformación digital y modelos de negocio que integran rentabilidad con impacto positivo.

Darío Martín Febré. El Sr. Febré es titular del DNI 25.495.434 y del CUIT N° 23-25495434-9 con domicilio en Suipacha N°1111, piso 18°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Febré se desempeña como Director de la Sociedad desde mayo de 2026 y actualmente es consultor de empresas y miembro del Consejo de Revisión de Cuentas de la Cámara de Comercio e Industria Franco Argentina. Es Contador Público Nacional por la Universidad de Buenos Aires, posee un Máster en Dirección de Negocios otorgado por la Universidad Torcuato Di Tella y una Especialización en Regulación Jurídico-Económica de la Actividad Energética por el CEARE-UBA. Anteriormente, se desempeñó como Director de Estrategia, Desarrollo de Negocios, Regulación y Auditor Interno en el grupo energético francés ENGIE en diversos países de Latinoamérica, Chief Business Development Officer de Sempen y VP Business Development de Ashmore Holdings Energías Renovables. Tiene amplia experiencia en mercados de energía en Latinoamérica, tanto en infraestructuras de transporte de gas y electricidad, y en generación basada en diversas fuentes de energía, térmicas, hidráulicas y renovables.

Directores Suplentes:

Pedro Eugenio Aramburu. El Sr. Aramburu es titular del DNI 22.430.890 y del CUIT 20-22430890-7, con domicilio en Suipacha N°1111, piso 18°, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Actualmente, el Sr. Aramburu se desempeña como director de Compañía Naviera Horamar S.A., Patagonia Organic Meat Company S.A., Música del Tigre S.A. y Aero Transport Consulting S.A.U. Asimismo, es director suplente de Bodega Ojo de Agua S.A., Achernar S.A., Pesquera Cruz del Sur S.A., Sato Argentina S.A., Estancia La Rivera Grande S.A., Dock Argentina S.A., San Ignacio Agropecuaria S.A., ESPA Argentina S.A., Nuseed S.A., SIBA S.A. (Sociedad Inversora Benavides Arieu S.A.), Industria Química Alimentaria S.A. y Purtierra S.A. El Sr. Aramburu también actúa como síndico titular de Santander Asset Management Gerente de Fondos Comunes de Inversión S.A., SAM Inversiones Argentina S.A., Getnet Argentina S.A.U., Inversora Cordillera S.A., Inversiones Falabella Argentina S.A.U., Falabella S.A., DP Factory S.A.U. (en liquidación), Cantones S.A.U., Instituto Massone S.A., Edding Argentina S.A., Phoenix Global Resources S.A., Gelprime AR S.A.U., y LAN Argentina S.A. Además, se desempeña como síndico suplente de Crop Corporation S.A.U. y Amusnet Argentina S.A.U. El Sr. Aramburu es socio del estudio jurídico Pérez Alati, Grondona, Benites & Arntsen. Posee el título de Abogado otorgado por la Universidad Católica Argentina y un Máster en Derecho (LL.M.) de la Columbia University School of Law.

Julio Javier Lococo. El Sr. Lococo es titular del DNI 18.415.421 y del CUIT 20-18415421-9, y se desempeña como director suplente de la Emisora desde abril de 2023. Es síndico titular de Aerotransport Engineering Consulting S.A.U. y síndico suplente de Santander Asset Management Gerente de Fondos Comunes de Inversión S.A. Es socio del estudio jurídico Pérez Alati, Grondona, Benites & Arntsen. Obtuvo el título de Abogado en la Pontificia Universidad Católica Argentina en 1993.

Santiago Daireaux. El Sr. Daireaux es titular del DNI 20.213.659 y del CUIT 20-20213659-2, con domicilio en Suipacha N°1111, piso 18°, Ciudad de Buenos Aires y se desempeña como director suplente de la Emisora desde diciembre de 2015. Es presidente de Música del Tigre S.A. y Vibra Energía S.A.U. También se desempeña como director titular de Purtierra S.A. e Instituto Massone S.A. Asimismo, se desempeña como director suplente de Achernar S.A., Bodega Ojo de Agua S.A., Calaer S.A Agropecuaria y Comercial, Estancias y Colonias Arizona S.A., Estancia La Protegida S.A., Massone S.A., Biomás S.A., Itibanyl Productos Especiales S.A., ODA Trading S.A.S., Diransa S.R.L., Alugar S.R.L., Estancia Los Huemules S.A. y Organic Argentina S.A. Es también síndico titular de Crop Corporation S.A.U., Fizzmod S.A.U., Los Grobo Agropecuaria S.A., Grupo Los Grobo S.A.U., Canepa Hermanos SAICAyF, Agrofina S.A., Cartarsur Cards S.A.; y síndico suplente de Inversiones Metrogas S.A., Metroenergía S.A., Banco Santander Argentina S.A., Santander Valores S.A., Santander Tecnología Argentina S.A., Santander Consumer S.A., Getnet Argentina S.A., CVC Turismo S.A.U., Aerotransport Engineering Consulting S.A.U., LAN Argentina S.A., ESPA Argentina S.A.U., Argentina Commercial Properties S.A., Commercial Properties Investment S.A. e Inversora Cordillera S.A, Gap Grupo de Agencias de Publicidad S.A.U, Inversiones los Andes S.A, Pecom Servicios Medioambientales S.A.U, Pecom Servicios Energía S.A, Amusnet Argentina S.A.U. Es socio del estudio jurídico Pérez Alati, Grondona, Benites & Arntsen. Es miembro del Colegio Público de Abogados de la Ciudad de Buenos Aires y del Bar Association del Estado de Nueva York. Obtuvo el título de Abogado en la Universidad Católica Argentina y un Máster en Derecho (LL.M.) en la University of Pennsylvania Law School.

Juan Ignacio Dighero. El Sr. Dighero se desempeña como Director Suplente de la Sociedad desde abril de 2026. Actualmente es socio del estudio jurídico Pérez Alati, Grondona, Benites & Arntsen. Es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires.

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

Marcos Brito. El Sr. Brito es titular del DNI 29.866.300 y del CUIT 20-29866300-8, con domicilio en Av. Eduardo Madero N°1172, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr Brito es director suplente de la Emisora desde junio de 2011. Es miembro del Directorio de Banco Macro S.A. y de Fiduciaria JHB S.A. Además, se desempeña como Presidente de Macro Agro S.A.U. y de Macro Fiducia S.A.U., y como Vicepresidente de Vizora Desarrollos Inmobiliarios S.A. e Inversora Juramento S.A. Anteriormente, trabajó como Gerente de la División Santa Fe y del Área de Inversiones de Banco Macro S.A.; como Director de Nuevo Banco Bisel S.A., Banco del Tucumán S.A. y Banco Privado de Inversiones S.A.; y como Presidente de Argenpay S.A.U. El Sr. Brito es Licenciado en Economía por la Universidad Torcuato Di Tella. Es primo de Delfín Federico Ezequiel Carballo y hermano de Jorge Pablo Brito.

Christian Whamond. El Sr. Whamond es titular del DNI. 23.489.152 y del CUIT 23-23489152-9, con domicilio en Riverside, Connecticut, Estados Unidos. El Sr. Whamond se desempeña como Director Suplente de la Sociedad desde abril de 2023. Asimismo, es Director Suplente en las subsidiarias MyC Energía S.A., Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., GVA, GVS, Genneia Vientos del Sudoeste S.A., los parques solares de Ullum, Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U., Genneia Vientos Sudamericanos y Vientos Patagónicos. El Sr. Whamond es Ingeniero Industrial egresado del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Actualmente se desempeña como Administrador de Portafolio y Director de Crédito Corporativo en Fintech Advisory Inc., firma a la que se unió en 2012. Ha trabajado también en Nueva York en los grupos de banca de inversión y ventas y operaciones de mercados emergentes de JPMorgan Chase, en el grupo de inversiones propietarias de Lehman Brothers, en James Caird Asset Management, y en el grupo de ventas y operaciones de mercados emergentes de BTG Pactual.

Delfín Federico Ezequiel Carballo. El Sr. Carballo es titular del DNI 31.089.201 y CUIT 20-31089201-8, con domicilio en Av. Alvear 1992, 6to Piso, Recoleta, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Sr. Carballo es director suplente de la Emisora desde junio de 2011. Asimismo, el Sr. Carballo es Director Titular de Banco Macro S.A. Es miembro del Comité de Activos y Pasivos, del Comité de Crédito Junior, del Comité de Recupero Senior y del Comité de Sistemas de Banco Macro S.A. Además, se desempeña como Vicepresidente del Directorio de Argenpay S.A.U. y Santa Genoveva S.A., y como Director de Havanna S.A. y Havanna Holding S.A. El Sr. Carballo es Licenciado en Economía por la Universidad Torcuato Di Tella.

Juan Esteban Catarineu. El Sr. Catarineu es titular del DNI 29.436.122 y del CUIT 20-29436122-8, con domicilio en Padre Puig 4590, Provincia de Buenos Aires, Argentina. El Sr. Catarineu se desempeña como Director Suplente de la Sociedad desde mayo del 2026. El Sr. Catarineu es Abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires (UBA). Actualmente se desempeña como Socios de la firma GCQ & Asociados SAS, firma a la que se unió en 2026. Ha trabajado también cómo abogado senior en el sector de empresas en el área laboral del Estudio Catarineu & Asociados.

Gerencia de primera línea

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

Nombre	Cargo	Edad	Fecha de designación
Bernardo S. Andrews	Director General Ejecutivo (CEO)	54	1 de abril de 2021
Carlos Alberto Palazón	Director de Administración y Finanzas (CFO)	55	14 de junio de 2021
Gustavo Darío Anbinder	Director de Negocios y Desarrollos	61	1 de abril de 2023
Juan Carlos Fulchi	Director de Proyectos y Operaciones (COO)	52	13 de septiembre de 2024
Gonzalo Fabián Berra	Director de Capital Humano	52	7 de julio de 2022
Gustavo Castagnino	Director de Asuntos Corporativos	50	1 de agosto 2019
Eduardo A. Iannaccio	Director de Operaciones y Mantenimiento	54	1 de abril de 2024
Martin A. Broder Forer	Director de Auditoria y Compliance	53	1 de junio de 2025

Bernardo S. Andrews: Sr. Andrews es titular del DNI 22.400.943 y del CUIT 20-22400943-8. se incorporó a la Sociedad en agosto de 2016 como Director de Administración y Finanzas. Posteriormente, el Directorio lo designó como nuevo Director Ejecutivo (Chief Executive Officer), cargo que ejerce desde el 1 de abril de 2021. Desde abril de 2022, el Sr. Andrews se desempeña también como Presidente de la Cámara Eólica Argentina. Es Presidente de las subsidiarias MyC Energía S.A., Enersud, GEDESA, GVA, Vientos Sudamericanos, Vientos Patagónicos, GVS, Genneia Vientos del Sudoeste S.A., los parques

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

solares de Ullum y el Parque Eólico Loma Blanca IV; y Director de Vientos de Necochea S.A. Antes de incorporarse a la Sociedad, fue Director Financiero (Chief Financial Officer) de Compañía General de Combustibles S.A. Asimismo, se desempeñó como Portfolio Manager, CFO, CFO Regional y CFO Corporativo Regional en GDF Suez, y ocupó diversos cargos en el área de Finanzas Estructuradas de Enron Corporation en Argentina y Brasil. Es Licenciado en Economía por la Universidad de Buenos Aires y realizó un posgrado en Economía en la Universidad Torcuato Di Tella.

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 de la Sociedad desde diciembre de 2015 y, desde junio de 2021, también como Director Financiero (Chief Financial Officer). Es asimismo Director de las siguientes subsidiarias: MyC Energía S.A., Enersud, GEDESA, GVA, Vientos Sudamericanos, Vientos Patagónicos, GVS, Genneia Vientos del Sudoeste S.A., los parques solares de Ullum, Vientos de Necochea y el Parque Eólico Loma Blanca IV. El Sr. Palazón es socio de LP Advisors y asesor de PointState Argentum. Fue socio fundador de CIMA Investments. Asimismo, es Director de GCDI S.A. (anteriormente TGLT S.A.), Plaza Logística Tortugas S.R.L., Plaza Logística S.R.L., PL Ciudad S.R.L., PL Echeverría S.R.L. y Plaza Logística Ciudad S.R.L. Es Licenciado en Economía por la Universidad Católica Argentina.

Gustavo Darío Anbinder: El Sr. Anbinder es titular del DNI 17.029.575 y del CUIT 20-17029575-8, se incorporó a la Sociedad en enero de 2013 como Gerente Comercial y se desempeña como Director de Negocios y Desarrollo desde abril de 2023. Es Magíster en Economía y Política Energética por la Universidad Nacional del Comahue y ha realizado otros cursos de posgrado, entre ellos "Energy Planning" (University of Chicago), Derecho de Petróleo y Gas (UBA) y Project Management PMI (UBA–Universidad Di Tella). Posee más de 25 años de experiencia en empresas del sector energético, con trayectoria en operaciones, planeamiento estratégico, desarrollo de negocios, fusiones y adquisiciones (M&A) y originación de proyectos de generación eléctrica con diversas fuentes y tecnologías (eólica, solar fotovoltaica, biomasa, hidroeléctrica, térmica convencional y nuclear), tanto en compañías públicas como privadas en Argentina, Chile, Brasil, Estados Unidos, Portugal y Austria. Desde 2019 es Coordinador de la Comisión de Energías Renovables de AGEERA (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina). Ha sido Coordinador del Grupo de Regulación del Capítulo Argentino del Consejo Mundial de Energía (CACME) y participa como profesor invitado en posgrados y maestrías del ITBA, Universidad de San Andrés, UBA, UTN, UNLA y Universidad Nacional del Comahue en materias vinculadas al sector energético, su regulación y las energías renovables.

Juan Carlos Fulchi: El Sr. Fulchi se desempeña como Director de Ingeniería y Proyectos de la Sociedad desde septiembre de 2024. Antes de su incorporación, trabajó durante más de 14 años en A. Evangelista S.A. (AESA) en las áreas de Proyectos, Ingeniería y Construcción, ocupando como último cargo el de Gerente de Proyectos Upstream de Oil & Gas. Es Ingeniero Aeronáutico egresado de la Universidad Nacional de La Plata.

Gonzalo Fabián Berra: El Sr. Berra es titular del DNI 23.782.732 y del CUIT 20-23782732-6, se desempeña como Director de Recursos Humanos desde julio de 2022. Antes de incorporarse a la Sociedad, trabajó más de 3 años en Aluar y más de 15 años en Tenaris, donde ocupó diversas posiciones en el área de Recursos Humanos tanto en Argentina como en el exterior. Es Licenciado en Relaciones Industriales por la Universidad Argentina de la Empresa (UADE).

Gustavo Castagnino: El Sr. Castagnino es titular del DNI 25.029.034 y del CUIT 23-25029034-9, se desempeña como Director de Asuntos Corporativos desde agosto de 2019. Antes de incorporarse a la Sociedad, trabajó más de 13 años en Mercedes-Benz Argentina, donde fue miembro del Directorio entre 2014 y 2019. Actualmente preside el GDFE (Grupo de Fundaciones y Empresas), fue Presidente de la Asociación Civil de Directores de Comunicación (DIRCOMS) durante dos años y actualmente integra su Directorio. Asimismo, ha sido miembro del Directorio de la Cámara de Comercio Argentino-Brasileña, de la Fundación del Hospital de Clínicas, de la Fundación Laureus, de la Fundación INECO y de la Asociación de Fábricas de Automotores (ADEFA). También integró el comité de comunicación de la Cámara de Comercio Argentino-Alemana. Actualmente, es miembro de la Cámara Eólica Argentina, del Comité Argentino del World Energy Council y de la Fundación Universitaria del Río de la Plata. Es Licenciado en Relaciones Internacionales por la Universidad del Salvador, posee un posgrado ejecutivo en el IAE y otros posgrados en Digital House y la Universidad Austral. Es además profesor en la Maestría en Asuntos Corporativos de la Universidad Católica Argentina.

Eduardo Andrés Iannaccio: El Sr. Iannaccio es titular del DNI 22.326.426 y del C.U.I.T 20-22326426-4. Tiene amplia experiencia en la industria de generación eléctrica y actualmente se desempeña como Director de Operaciones y Mantenimiento. Inició su carrera en 1995 en Central Costanera (central térmica de 2350 MW en Buenos Aires) y desarrolló su trayectoria en distintos roles técnicos en las áreas de Planeamiento, Ingeniería, Mantenimiento, Operaciones y Proyectos. Dentro del Grupo Endesa (y posteriormente Enel) fue Gerente de Planta en Costanera (2014–2017) y en Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. (850 MW, ciclo combinado, Campana, Buenos Aires) entre 2018 y 2021. Su último cargo en el Grupo Enel fue el de Gerente General de Central Costanera S.A. hasta 2023, cuando fue vendida a Central Puerto

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

S.A. Posteriormente, continuó su carrera en Central Puerto como Gerente de Proyectos de Nueva Capacidad Térmica en la Planta Costanera. Es Ingeniero Electromecánico egresado de la Universidad de Morón (1997) y posee un Executive MBA otorgado por la Universidad Adolfo Ibáñez (Chile).

Martin Broder Forer: El Sr. Broder se desempeña como Director de Auditoría y Cumplimiento desde junio de 2025. Trabajó en Genneia entre octubre de 2017 y mayo de 2025, donde ocupó el cargo de Gerente Senior de Administración, Sistemas, Contabilidad, Seguros y Cuentas a Pagar. Anteriormente, desarrolló una extensa carrera en Camuzzi Gas Pampeana S.A. y Camuzzi Gas del Sur S.A., donde durante más de 13 años lideró funciones clave como Gerente Senior de Administración, con responsabilidad sobre las áreas de Contabilidad, Abastecimiento, Logística y Sistemas. Fue además miembro activo de la Asociación de Distribuidores de Gas, aportando una visión integral del sector energético. Su experiencia en auditoría se inició en PricewaterhouseCoopers, donde se desempeñó como Auditor Senior, adquiriendo una sólida formación técnica y un enfoque estratégico en control y gestión de riesgos. Completó una especialización en Sector Público y Empresas del Estado.

Relaciones familiares

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

Comité ejecutivo

El comité ejecutivo está compuesto por el CEO, el CFO y seis miembros del Directorio. Las decisiones del comité ejecutivo se toman por consentimiento unánime o, de lo contrario, el asunto bajo consideración se debe presentar al Directorio.

El Directorio puede revocar cualquier resolución del comité ejecutivo y ninguna decisión del comité ejecutivo puede contradecir una decisión previamente adoptada por el Directorio. Los siguientes asuntos deben ser aprobados por el Comité Ejecutivo: (i) presupuesto anual y cualquier modificación que exceda el 10% del monto aprobado; (ii) cualquier contrato cuyo valor sea igual o superior a US$ 500.000; (iii) cualquier instrumento de deuda cuyo valor sea igual o superior a US$ 5.000.000; (iv) transacciones con afiliados; (v) consolidación de operaciones y desinversiones; (vi) cambios en las políticas contables y fiscales; y (vii) el inicio de procedimientos judiciales o administrativos, cuyo reclamo económico sea igual o superior a US$ 1.000.000. El comité ejecutivo debe reunirse al menos una vez al mes y sus miembros tienen derecho a proponer asuntos para ser incluidos en la agenda de cada reunión.

b) Remuneración

La Ley General de Sociedades 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 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 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. 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, compuesta únicamente por beneficios a corto plazo en forma de honorarios y remuneraciones, a los directores y principales ejecutivos de la Compañía fue de Ps. 3.308 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, de Ps.1.872 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y de Ps. 679 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

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.

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

c) Información sobre participaciones accionarias.

Excepto por nuestro Director Jorge Pablo Brito (véase "*Estructura del Emisor, Accionistas y Partes Relacionadas*"), ninguno de los miembros de nuestro Directorio, alta gerencia o de la Comisión Fiscalizadora era propietario beneficiario de acciones de la Sociedad al 31 de diciembre de 2025.

Código de Ética

Tenemos un código de ética revisado, el cual resulta aplicable a todos nuestros directores, funcionarios y empleados. Nuestro código de ética está disponible públicamente en nuestro sitio web https://www.genneia.com.ar. Asimismo, tenemos la intención de divulgar en la misma página de nuestro sitio corporativo las futuras modificaciones o dispensas de dicho código. La información contenida en nuestro sitio web no se incorpora por referencia al presente Prospecto, y no debe considerarse parte del mismo ni tenerse en cuenta al decidir si invertir en nuestras Obligaciones Negociables.

Domicilio Especial de los Miembros del Directorio y del Equipo de Alta Gerencia

El domicilio especial constituido por los miembros del Directorio de la Sociedad y de los miembros de la alta gerencia es Nicolás Repetto 3676, 3er Piso, Olivos (1636), Provincia de Buenos Aires, Argentina.

d) Otra información relativa al Órgano de Administración, de Fiscalización y Comités Especiales:

Comisión fiscalizadora

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

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

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

El siguiente cuadro brinda información sobre los miembros de la Comisión Fiscalizadora de la Emisora a la fecha del presente Prospecto, quienes fueron designados por la asamblea de accionistas N° 93 celebrada el 30 de abril del 2026. De acuerdo con el Artículo 287 de la Ley General de Sociedades, los miembros de la Comisión Fiscalizadora continuarán en sus cargos hasta la designación de nuevos miembros.

Nombre	Cargo	Clase de Accionistas proponente	Edad	Miembro desde
Diego M. Serrano Redonnet	Miembro Titular	A	57	2015
Alejandro Almarza	Miembro Titular	B	62	2011
Ignacio Ramón Arrieta	Miembro Titular	A y B	--	2026
Tomás Fernandez Madero	Miembro Suplente	A	37	2024

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

Carlos Javier Piazza	Miembro Suplente	B	61	2015
Fernando Gustavo Sasiain	Miembro Suplente	A y B	--	2026

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 se desempeña como Síndico Titular de la Sociedad desde diciembre de 2015. Asimismo, es Síndico Titular de las subsidiarias MyC Energía S.A., Enersud, GEDESA, GVA, GVS, Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Vientos Patagónicos, Vientos Sudamericanos, los parques solares de Ullum, Vientos de Necochea y el Parque Eólico Loma Blanca IV. Actualmente es socio del estudio jurídico Pérez Alati, Grondona, Benitez & Arntsen. Además, es Síndico Titular de Banco Santander Argentina S.A., Santander Valores S.A., Santander Consumer S.A., Santander Tecnología Argentina S.A., Plaza Logística S.R.L. y Argentina Commercial Properties S.A. También se desempeña como Síndico Suplente de Cartasur Cards S.A. y de Vibra Argentina S.A.U. Es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina y posee un Máster en Derecho (LL.M.) otorgado por la Harvard Law School.

Alejandro Almarza: El Sr. Almarza se desempeña como Síndico Titular de la Sociedad desde abril de 2012. Asimismo, es Síndico Titular de las subsidiarias MyC Energía S.A., Enersud, GEDESA, GVA, GVS, Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Vientos Sudamericanos, Vientos Patagónicos, los parques solares de Ullum y el Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U., y Síndico Suplente de Vientos de Necochea. Además, se desempeña como Síndico Titular de Banco Macro S.A. Actualmente es socio del Estudio Della Rocca – Piazza – Almarza, miembro del CARI (Consejo Argentino para las Relaciones Internacionales), de la International Fiscal Association y de HLB International (red mundial de firmas independientes de auditoría y consultoría), y asesor de la Auditoría General de la Nación. Ha sido Síndico 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 sindico del Banco de Valores y asesor de las Asociación de Bancos de la República Argentina (ADEBA). Es profesor de Economía en la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Buenos Aires y profesor de la Maestría en Tributación en la Universidad Nacional de Tucumán. Es Contador Público egresado de la Universidad de Buenos Aires y miembro del 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 2026, y también se desempeña como síndico titular de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A, Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U. A su vez, se desempeña como síndico de GCDI S.A. El Sr. Arrieta es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires y posee un máster en derecho otorgado por Chicago Law School.

Síndicos Suplentes:

Tomás Fernandez Madero. El Sr. Fernández Madero se desempeña como Síndico Suplente de la Sociedad desde abril de 2024. Asimismo, es Síndico Suplente de las subsidiarias MyC Energía S.A., Enersud, GEDESA, GVA, GVS, Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Vientos Sudamericanos, Vientos Patagónicos, los parques solares de Ullum, Vientos de Necochea y el parque eólico Loma Blanca IV. Es abogado egresado de la Universidad Católica Argentina y posee una Maestría en Derecho Empresarial otorgada por la Universidad Austral.

Carlos Javier Piazza: El Sr. Piazza se desempeña como Síndico Suplente de la Sociedad desde abril de 2015. Asimismo, es Síndico Suplente de las subsidiarias Enersud, GEDESA, MyC Energía S.A., GVA, GVS, Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Vientos Sudamericanos, Vientos Patagónicos, los parques solares de Ullum, Vientos de Necochea y el parque eólico Loma Blanca IV. Es también Síndico Titular de Banco Macro S.A. Actualmente es socio del Estudio Della Rocca – Piazza – Almarza y miembro de HLB International, una red mundial de firmas independientes de auditoría y asesoramiento empresarial. Es Síndico de Banco Macro S.A. y Banco de Valores S.A., y se ha desempeñado como Síndico de Macro Warrants S.A. y Síndico Suplente de Macro Securities S.A., Macro Fiducia S.A. y Banco del Tucumán S.A. Es Contador Público egresado de la Universidad de Buenos Aires y miembro del Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos

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

Aires.

Fernando Gustavo Sasiain. El Dr. Sasiain es titular del DNI 23.072.562 y del CUIT 20-23072562-5, con domicilio en la calle Marcelo T de Alvear 684, piso 10, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. El Dr. Sasiain se desempeña como Síndico suplente de la Emisora desde abril de 2026 y también se desempeña como Síndico suplente de las siguientes subsidiarias de la Emisora: MyC Energía S.A, Enersud Energy S.A.U., Genneia Desarrollos S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A., Genneia Vientos del Sur S.A., Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia La Florida S.A., Ullum 1, Ullum 2, Ullum 3, y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U. El Dr. Sasiain es abogado egresado de la Universidad de Buenos Aires, posee un máster en derecho empresario de la Universidad Austral, un programa de negocios digitales en la Universidad de San Andrés, un Programa en Abogacía Exponencial de la Universidad Austral, un Programa de Inversión Digital de Digital House y una Diplomatura en Economía y Derecho de la ONG Bitcoin Argentina.

e) Gobierno Corporativo:

Programa de Integridad y Compliance

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

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

(1) Política de Reporte de Compliance – Medios de denuncia, protección contra represalias y discriminación al denunciante de Buena fe.
a. Procedimiento de Gestión de Denuncias y Conflictos de Interés
b. Procedimiento de Sanciones Disciplinarias
(2) Política Anti-Soborno, Anti-Corrupción y Anti-Lavado de dinero.
a. Procedimiento de Interacción con Funcionarios Públicos
(3) Política de Sanciones Económicas en el comercio internacional
(4) Política de Uso de Información Privilegiada.
(5) Política de Protección de Datos.
(6) Política de Proveedores/Contratistas.

f) Empleados:
Véase "Información sobre la Emisora - Empleados".

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

VII. ESTRUCTURA DEL EMISOR, ACCIONISTAS Y PARTES RELACIONADAS

a) Estructura del Emisor y su grupo económico.

Véase "*Información sobre la Emisora - Nuestra estructura corporativa*"

b) Accionistas principales.

Al 31 de diciembre de 2025, 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	87,2%	—	—	43,6%
LAIG Eolia S.A.(1)	A	6.596.901	12,8%	—	—	6,4%
Fintech Energy LLC	B	—	—	25.760.124	50,0%	25,0%
Banco de Servicios y Transacciones S.A.(2)	B	—	—	8.586.706	16,7%	8,3%
Jorge Pablo Brito	B	—	—	8.586.707	16,7%	8,3%
Delfín Jorge Ezequiel Carballo	B	—	—	8.586.711	16,70	8,3%
		51.520.248	**100,0%**	**51.520.248**	**100,0%**	**100,0%**

(1) Anteriormente, "Prado Largo S.A."

(2) Titular fiduciario de las acciones en virtud del "*Fideicomiso en Garantía JHB OT*", constituido por los herederos de Jorge Horacio Brito. Estas acciones Clase B se encuentran gravadas con un usufructo a favor de la Sra. Marcela Patricia Carballo de Brito, por el 50% de los dividendos y utilidades de las acciones.

Argentum Investments I LLC es una sociedad de responsabilidad limitada constituida conforme a las leyes del Estado de Delaware. Su administrador es Point Argentum Master Fund LP. Zachary Schreiber es el beneficiario final (beneficial owner) de Point Argentum Master Fund LP. Point Argentum Master Fund LP ejerce el control de voto y de inversión sobre las acciones en poder de Argentum Investments I LLC.

LAIG Eolia S.A., anteriormente denominada Prado Largo S.A., es una sociedad de responsabilidad limitada constituida conforme a las leyes de la República Oriental del Uruguay como vehículo de inversión enfocado en Argentina de LAIG Investments. Fundada en 2008, LAIG Investments invierte en compañías del sector energético en toda América Latina y actualmente controla y opera activos en los sectores de energía renovable, movilidad inteligente y eficiencia energética. Jorge De Pablo Cajal es el propietario beneficiario de LAIG Investments.

Fintech Energy LLC es una sociedad de responsabilidad limitada constituida conforme a las leyes del Estado de Delaware, controlada por Fintech Advisory Inc., una sociedad de responsabilidad limitada con sede en Nueva York, cuya estrategia de retorno a largo plazo se centra en los mercados emergentes. Fintech Advisory Inc. posee inversiones en diversos negocios en Argentina, incluyendo uno de los principales actores del sector de telecomunicaciones. David Manuel Martínez es el propietario beneficiario final de Fintech Advisory Inc.

Banco de Servicios y Transacciones S.A. es un banco corporativo argentino, con presencia en el mercado desde 2002. El banco se especializa en ofrecer soluciones financieras en banca corporativa, fiduciaria, mercado de capitales, tesorería y comercio exterior. Actúa como fiduciario de las acciones bajo el "*Fideicomiso en Garantía JHB OT.*

Jorge Pablo Brito es un inversor argentino con una activa participación en la industria bancaria. Es miembro de nuestro Directorio y miembro del Directorio de Banco Macro S.A. Para más información sobre Jorge Pablo Brito, véase *"Información sobre los Directores o Administradores, Gerentes, Promotores, Miembros del Órgano de Fiscalización y Comité de Auditoría*".

Delfín Jorge Ezequiel Carballo es un inversor argentino con más de 40 años de experiencia en la industria bancaria, habiéndose desempeñado como Presidente y Vicepresidente del Directorio de Banco Macro S.A., del cual es accionista.

A la fecha del presente Prospecto, nuestro Director Jorge Pablo Brito es hermano de Marcos Brito. Nuestro Director

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

Suplente Delfín Federico Ezequiel Carballo es hijo de Delfín Jorge Ezequiel Carballo. Además, Jorge Pablo Brito, Marcos Brito y Delfín Federico Ezequiel Carballo son primos.

c) Transacciones con partes relacionadas.

La ley argentina establece ciertas restricciones y limitaciones a las transacciones con determinadas partes relacionadas. A los efectos de esta sección, "Partes Relacionadas" significa nuestros directores, principales funcionarios, síndicos titulares y principales accionistas, así como cualquier persona relacionada con ellos y cualquier entidad que esté directa o indirectamente relacionada con cualquiera de ellos y que no esté obligada a consolidarse conforme a las leyes aplicables.

De acuerdo con la Ley General de Sociedades y las NIIF, los directores de una sociedad pueden realizar transacciones con dicha sociedad si la transacción es consistente con las prácticas de mercado. Además, la concesión de préstamos a Partes Relacionadas debe cumplir con las NIIF. Dichas normas establecen límites sobre el monto del préstamo que se puede otorgar a Partes Relacionadas, basándose, entre otras cosas, en un porcentaje del patrimonio neto ajustado de la sociedad. El BCRA exige la presentación mensual de informes sobre el monto de los préstamos pendientes otorgados a directores, principales accionistas, funcionarios y otras partes relacionadas. Las NIIF establecen que los préstamos otorgados a directores, principales accionistas, funcionarios y otras entidades relacionadas deben concederse en igualdad de condiciones en cuanto a tasas, plazos y garantías respecto de los préstamos otorgados al público en general.

Asimismo, conforme al reglamento interno del Comité de Auditoría aprobado en agosto de 2018, dicho comité debe emitir opiniones fundadas respecto de las operaciones con partes relacionadas, de acuerdo con la Ley de Mercado de Capitales y las regulaciones de la CNV, cuyo requisito de publicación se difiere hasta que la Sociedad complete una oferta pública de acciones. El Comité de Auditoría adopta también un plan anual que contempla la revisión, preaprobación y aprobación de operaciones con partes relacionadas, con revisiones trimestrales y anuales registradas en las actas de reuniones y reflejadas en el informe anual de ejecución.

Nuestras operaciones con partes relacionadas se detallan en la nota 6 de nuestros Estados Financieros Auditados. A continuación, se presenta un resumen de dichas transacciones.

Transacciones

Las principales transacciones con partes relacionadas consisten en: (i) préstamos otorgados para financiar la ejecución de los proyectos de nuestros negocios conjuntos, y (ii) préstamos recibidos por la Emisora provenientes de nuestros negocios conjuntos. Estos préstamos no devengan intereses y no tienen un vencimiento definido. Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, realizamos las siguientes transacciones con partes relacionadas (expresadas en millones de pesos):

	31 de diciembre 2025				31 de diciembre de 2024				31 de diciembre de 2023			
	Ventas de bienes y servicios	Préstamos concedidos (cobrados), netos	Préstamos recibidos (pagados), netos	Intereses y comisiones ganados, (perdidos)	Ventas de bienes	Préstamos concedidos (cobrados), netos	Préstamos recibidos (pagados), netos	Intereses y comisiones ganados, (perdidos)	Ventas de bienes	Préstamos concedidos (cobrados), netos	Préstamos recibidos (pagados), netos	Intereses y comisiones ganados, (perdidos)
Empresas bajo control conjunto:												
Vientos de Necochea	973	2.052	307	-	699	-	1.198	1.189	223	-	1.487	397
Vientos Sudamericanos	694	3.990	891	-	495	(5.640)	4.310	574	-	(934)	404	221
Vientos Patagónicos	483	2.841	644	-	347	(3.218)	2.219	621	116	(413)	246	144

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

Otras empresas relacionadas:													
Banco Macro S.A	791	-	-	-	240	-	(1.514)	(29)	97	-	466	(52)	
Telecom S.A	8.223	-	-	-	5.898	-	-	-	-	-	-	-	

Nuestros negocios conjuntos son: (i) Vientos de Necochea , en la cual poseemos una participación accionaria del 50% y que es titular del Parque Eólico Necochea; (ii) Vientos Patagónicos, en la cual poseemos una participación del 51% y que es titular del Parque Eólico Chubut Norte III; y (iii) Vientos Sudamericanos, en la cual poseemos una participación del 51% y que es titular del Parque Eólico Chubut Norte IV

Banco Macro S.A. es una compañía vinculada a los accionistas Delfín Jorge Ezequiel Carballo y Jorge Pablo Brito, mientras que Telecom Argentina S.A. es una compañía relacionada con el accionista Fintech Energy LLC.

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

VIII. ACTIVOS FIJOS DE LA EMISORA

Para más información, véase la sección "*Información de la Emisora*" del presente Prospecto.

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

IX. ANTECEDENTES FINANCIEROS.

A) Estados financieros

Este Prospecto contiene información en millones de Pesos de los Estados Financieros Auditados. La firma Deloitte & Co. S.A. ha emitido su informe de auditor independiente sobre Estados Financieros Anuales mencionados debajo.

Estos estados financieros anuales se encuentran publicados y pueden ser consultados en AIF, en el ítem —Empresas, bajo los siguientes números de identificación:

- Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2025 y 2024: Documento publicado bajo N° de ID 3495642, con fecha 9 de marzo de 2026.

- Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2024 y 2023: Documento publicado bajo N° de ID 3329421, con fecha 11 de marzo de 2025.

Los Estados Financieros Auditados, han sido confeccionados de conformidad con las NIIF de Contabilidad. La adopción de las NIIF de Contabilidad 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.

Con posterioridad a la emisión de los Estados Financieros Auditados finalizados al 31 de diciembre de 2024, emitidos el 7 de marzo de 2025, la Compañía identificó ciertas correcciones no significativas en el estado de resultados y otros resultados integrales consolidado y estado de flujos de efectivo consolidado, que se describen a continuación y se aplicaron de forma consistente en estos estados financieros consolidados para cada uno de los ejercicios presentados:

• - Estado de resultados y otros resultados integrales consolidado: La Compañía ha segregado la partida "Resultados financieros, netos" en "Ingresos financieros", "Costos financieros" y "Otros ingresos (egresos) financieros, netos" en el estado consolidado de resultados. Esta información había sido previamente incluida en notas a los estados financieros consolidados emitidos el 7 de marzo de 2025.

• - Estado de flujos de efectivo consolidado: La Compañía ha segregado la partida "Adquisición de inversiones no consideradas efectivo y equivalentes, netas ", previamente presentada en "Pagos por suscripción de inversiones en activos financieros no consideradas efectivo y equivalentes de efectivo" y "Cobros por rescate de inversiones en activos financieros no consideradas efectivo y equivalentes de efectivo.

Debido a que la moneda funcional de la Compañía es el Dólar Estadounidense y la moneda de presentación es el Peso Argentino, el impacto de toda devaluación del Peso respecto al Dólar Estadounidense podría tener un impacto negativo en la Sociedad en caso de mantener una posición monetaria activa neta en Pesos.

ESTADO DE RESULTADOS Y OTROS RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADO POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2025, 2024 y 2023:

	Por el ejercicio finalizado el		
	31/12/2025	**31/12/2024**	**31/12/2023**
	Cifras expresadas en millones de pesos (excepto por los resultados por acción)		
Ingresos por ventas	466.131	292.226	95.922
Costo de ventas	(181.292)	(107.796)	(33.297)
Utilidad bruta	**284.839**	**184.430**	**62.625**
Gastos de comercialización	(5.025)	(3.115)	(1.182)
Gastos de administración	(41.333)	(26.270)	(11.447)
Otros (egresos) ingresos, netos	(20.670)	3.328	(1.123)
Resultados por	(1.020)		1.727

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

participaciones en negocios conjuntos		(3.587)	
Perdida por deterioro de activos financieros	-	(4.682)	-
Resultados financieros, netos			
Ingresos financieros	8.343	14.506	9.913
Costos financieros	(118.915)	(54.361)	(17.207)
Otros ingresos (egresos) financieros, netos	74.563	(53.282)	4.879
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	**180.782**	**163.531**	**38.427**
Impuesto a las ganancias	(54.535)	(114.839)	(1.928)
Utilidad neta del ejercicio	**126.247**	**48.692**	**36.499**
Otros resultados integrales			
Diferencia de cambio por conversión	191.221	92.883	210.229
Total de otros resultados integrales	191.221	92.883	210.229
Resultado integral total del ejercicio	317.468	141.575	246.728
Utilidad por acción (básica y diluida, expresado en Pesos)	**1.225,22**	**472,55**	**354,22**

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025, 2024 y 2023:

	Al 31/12/2025	**Al 31/12/2024**	**Al 31/12/2023**
	(en millones de Pesos)		
Activo corriente			
Efectivo y equivalentes de efectivo	475.068	119.674	88.598
Inversiones en activos financieros	112.955	97.723	31.004
Créditos por ventas	118.724	72.656	49.631
Otros créditos	25.024	16.762	13.174
Inventarios	6.686	3.690	1.850
Total del activo corriente	**738.457**	**310.505**	**184.257**
Activo no corriente			
Otros créditos	56.204	55.278	27.482
Participaciones en negocios conjuntos	40.362	29.354	43.122
Inventarios	17.717	11.207	7.231
Propiedad planta y equipo	2.470.378	1.501.299	998.182
Activos intangibles	10.018	10.911	11.528
Total del activo no corriente	**2.594.679**	**1.608.049**	**1.087.545**
Total del activo	**3.333.136**	**1.918.554**	**1.271.802**
Pasivo corriente			
Cuentas por pagar comerciales	297.594	180.249	94.674
Deudas financieras	295.771	149.265	125.025
Remuneraciones y cargas sociales	19.914	12.130	7.183

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

	Al 31/12/2025	Al 31/12/2024	Al 31/12/2023
	(en millones de Pesos)		
Cargas fiscales	3.003	2.821	1.522
Impuesto a las ganancias a pagar	280.853	188.832	8.017
Otros pasivos	11.749	10.167	14.097
Previsiones	400	873	346
Total del pasivo corriente	**909.284**	**544.337**	**250.864**
Pasivo no corriente			
Deudas Financieras	1.405.882	753.195	542.958
Otros pasivos	12.322	6.951	3.409
Pasivo por impuesto diferido, neto	244.877	170.768	172.843
Total del pasivo no corriente	**1.663.081**	**930.914**	**719.210**
Total del pasivo	**2.572.365**	**1.475.251**	**970.074**
Patrimonio			
Capital social	103	103	103
Prima de emisión	2.862	2.862	2.862
Contribuciones de capital	32	32	32
Reserva legal	21	21	21
Reserva facultativa	92.589	44.261	7.817
Otros resultados integrales	538.094	346.873	253.990
Resultados no asignados	127.070	49.151	36.903
Total del patrimonio	**760.771**	**443.303**	**301.728**
Total del pasivo y patrimonio	**3.333.136**	**1.918.554**	**1.271.802**

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2025, 2024 y 2023:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2025	**2024**	**2023**
	(en millones de Pesos)		
Efectivo neto generado por las operaciones	305.829	244.771	68.218
Efectivo neto aplicado a las actividades de inversión	(343.768)	(226.758)	(56.028)
Efectivo neto generado por (aplicado a) las actividades de financiación	361.208	(724)	2.936
Efecto de las variaciones del tipo de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	32.125	13.787	52.682
Aumento neto del efectivo y equivalentes de efectivo	355.394	31.076	67.808

OTRA INFORMACIÓN FINANCIERA

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2025	**2024**	**2023**
		(en millones de Pesos)	
Utilidad neta del ejercicio	126.247	48.692	36.499
Resultados financieros, netos			
Ingresos financieros	(8.343)	(14.506)	(9.913)
Costos financieros	118.915	54.361	17.207

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2025	**2024**	**2023**
		(en millones de Pesos)	
Otros ingresos (egresos) financieros, netos	(74.563)	(53.282)	4.879
Impuesto a las ganancias	54.535	114.839	1.928
Depreciaciones y amortizaciones	102.550	63.731	19.051
Ganancia la venta por los equipos de generación	(1.402)	(18.813)	(547)
Pérdida por baja de propiedad, planta y equipo	18.469	16.149	-
Otros ingresos (egresos), netos diversos no recurrentes	89	(1.895)	108
Recupero de seguros	(6.141)	-	-
Resultados por inversiones en negocios conjuntos (Ganancia) Pérdida	1.020	3.587	(1.727)
EBITDA Ajustado(1)	331.376	212.863	67.485

(1) Nuestra Dirección considera que el EBITDA Ajustado es un dato significativo para los inversores porque es una de las principales medidas utilizada por nuestra Dirección para comparar nuestros resultados y eficiencia con aquellos de otras empresas productoras de energía. Asimismo, el EBITDA Ajustado es una medida habitualmente informada y ampliamente utilizada por analistas, inversores y otras partes interesadas en la industria. El EBITDA Ajustado no es una medida explícita del rendimiento financiero según las NIIF, y puede no ser comparable con mediciones con denominación similar que utilizan otras empresas. El EBITDA Ajustado no debe considerarse como una alternativa al resultado operativo, como indicador de nuestro rendimiento operativo, o como una alternativa a las variaciones del efectivo generado por las actividades operativas como medida de nuestra liquidez.

B) INDICADORES FINANCIEROS:

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025, 2024 y 2023:

RATIOS	**Al 31/12/2025**	**Al 31/12/2024**	**Al 31/12/2023**
Liquidez Corriente (Activo Corriente / Pasivo Corriente)	0,81	0,57	0,73
Solvencia (Patrimonio Neto / Pasivo)	0,30	0,30	0,31
Inmovilización del capital (Activo No Corriente / Activo Total)	0,78	0,84	0,86
Rentabilidad (Resultado del ejercicio/ Patrimonio Promedio)	0,21	0,13	0,20

C) CAPITALIZACIÓN Y ENDEUDAMIENTO:

ENDEUDAMIENTO
El siguiente cuadro establece la deuda y capitalización al 31 de diciembre de 2025.

	Al 31/12/2025 Consolidado (en millones de Pesos)
Deudas Financieras	
Obligaciones negociables	218.937
Préstamos y otras deudas bancarias (*)	74.591
Arrendamientos	2.243
Corrientes	**295.771**
Obligaciones negociables	936.090
Préstamos(*)	447.640
Arrendamientos	22.152

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

No Corrientes	**1.405.882**
Total Deudas Financiera	**1.701.653**
Patrimonio	
Capital social	103
Prima de emisión	2.862
Contribuciones de capital	32
Reserva legal	21
Reserva facultativa	92.589
Otros resultados integrales	538.094
Resultados no asignados	127.070
Total patrimonio	**760.771**
Capitalización total (1)	**2.462.424**

(1) Incluye total de deudas financieras más patrimonio

(*) Al 31 de diciembre de 2025, el cuadro anterior incluye préstamos garantizados en subsidiarias sin recurso hacia Genneia S.A. Se trata de los siguientes préstamos: Project Finance en Genneia Vientos del Sudoeste S.A., Genneia Vientos Argentinos S.A. y Genneia Vientos del Sur S.A. por un monto de Ps. 104,4 millones, Ps. 65,8 millones y Ps. 43,2 millones respectivamente. Para mayor información, por favor ver sección “Financiamiento”.

Endeudamiento contraído con posterioridad al 31/12/2025

Financiamiento de Capital de trabajo

El 23 de enero de 2026 la Compañía firmó un contrato de financiamiento con el Banco de la Nación Argentina por un monto de US$ 5 millones, que se utilizarán para capital de trabajo. Este préstamo devengará intereses de forma mensual, pagaderos junto al capital en la fecha de vencimiento del préstamo que es el día 21 de julio de 2026.

El capital adeudado al 31 de marzo de 2026 es de US$ 5 millones.

Composición del endeudamiento

El siguiente cuadro desglosa el pasivo total de la Sociedad, clasificando las deudas según su tipo al 31 de diciembre de 2025 y al 30 de abril del 2026 ambos en valores históricos.

	Al 31 diciembre de 2025	**Al 30 de abril del 2026**
	(en millones de Pesos)	
Cheques electrónicos	553	1.001
Facturas de crédito	4.700	11.071
Deudas financieras bancarias	522.231	389.310
Obligaciones negociables	1.155.027	1.100.316
Arrendamientos	24.395	31.814
Otras deudas	35.599	34.102
Total	1.742.486	1.567.614

El siguiente cuadro indica el vencimiento de las obligaciones de la Sociedad en los siguientes tramos desde el 31 de diciembre de 2025 (en millones de pesos):

	Menos de 2 meses	**Menos de 6 meses**	**Menos de 1 año**	**Mayor a 1 año**	**Total**
Obligaciones Negociables	858	132.305	85.774	936.090	1.155.027
Préstamos y otras deudas bancarias	1.117	28.641	44.832	447.641	522.231
Arrendamientos	132	132	1.978	22.153	24.395

El siguiente cuadro indica el vencimiento de las obligaciones de la Sociedad en los siguientes tramos desde el 30 de abril

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

del 2026 (en millones de pesos):

	Menos de 2 meses	Menos de 6 meses	Menos de 1 año	Mayor a 1 año	Total
Obligaciones Negociables	122.596	48.759	79.309	849.652	1.100.316
Préstamos y otras deudas bancarias	15.778	12.897	27.948	332.687	389.310
Arrendamientos	117	234	198	31.265	31.814

La variación porcentual del endeudamiento total desde el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 expresado en relación con: (i) el pasivo total fue de -7%, (ii) el activo total fue de -5%, (iii) el patrimonio neto fue de -23%, (iv) el resultado del último estado financiero consolidado por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue de -139%.

LA INFORMACIÓN FINANCIERA AL 30 DE ABRIL DE 2026 INCLUIDA EN LA PRESENTE SECCIÓN ES PRELIMINAR, NO HA SIDO AUDITADA POR AUDITORES INDEPENDIENTES Y HA SIDO INCORPORADA ÚNICAMENTE PARA DAR CUMPLIMIENTO A LO DISPUESTO EN EL ANEXO I, CAPÍTULO IX, TÍTULO II DE LAS NORMAS DE LA CNV. TODA INFORMACIÓN DE CARÁCTER FINANCIERO INCORPORADA EN ESTE PUNTO, QUE SE REFIERA A UNA FECHA POSTERIOR AL ÚLTIMO EEFF PUBLICADO POR LA EMISORA, PODRÁ NO SER AUDITADA Y, EN CONSECUENCIA, QUEDAR EXCLUIDA DE LA RESPONSABILIDAD DE OPINIÓN DEL AUDITOR SOBRE EL PROSPECTO O SUPLEMENTO DE PROSPECTO.

D) Cambios Significativos:

Cambios significativos a partir del cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025:

Cancelación anticipada de la financiación de Villalonga I y Chubut Norte I

El 13 de febrero de 2026, la Compañía, a través de sus subsidiarias Genneia Vientos Argentinos S.A. y Vientos del Sur S.A., precanceló íntegramente las financiaciones concedidas para los proyectos de parques eólicos Villalonga I y Chubut Norte I. Estas líneas de crédito se habían contratado originalmente el 19 de junio de 2018 por un importe total de hasta US$122,2 millones y se habían desembolsado en su totalidad.

En la fecha de precancelación, los saldos pendientes de capital ascendían a US$ 44,9 millones para Villalonga I y a US$ 28,2 millones para Chubut Norte I. Las financiaciones incluían tramos garantizados y no garantizados concedidos por EKF, Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC), Corporación Andina de Fomento (CAF) y FMO, y estaban garantizadas por los activos y los flujos de caja del proyecto, incluyendo hipotecas, cesiones de derechos en virtud de los contratos PPA, prendas de acciones y garantías sobre cuentas bancarias y activos clave del proyecto.

Para más información sobre Cambios Significativos, véase “Antecedentes Financieros – e) Reseña y Perspectiva Operativa y Financiera – Endeudamiento” de este Prospecto.

No ha habido cambios significativos con posterioridad al cierre del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026.

E) Reseña y perspectiva operativa y financiera:

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

Las variaciones más significativas en el estado de situación financiera según los mencionados Estados Financieros consolidados se dieron en los rubros de Propiedad planta y equipo, Efectivo y equivalentes de efectivo, Impuesto a las ganancias a pagar y Deudas Financieras corrientes y no corrientes. Para más información sobre las causas de las variaciones en dichos rubros, por favor remitirse a las secciones de “Nuestros activos de cartera”, “Liquidez y recursos de capital”, “CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamientos de impuestos a las ganancias” y “Financiamiento”.

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

Resultado Operativo

Reseña

Nuestro modelo de negocio se basa en un enfoque disciplinado de "desarrollar para poseer y operar", aprovechando la creación interna de proyectos, una gestión rigurosa de la construcción y operaciones avanzadas basadas en datos.Casi todos nuestros ingresos se generan bajo PPAs, incluyendo contratos con CAMMESA (bajo el programa RenovAr y la Resolución 202) y con clientes comerciales e industriales a través del marco MATER.

A la fecha de este Prospecto, contamos con un pipeline de activos renovables no convencionales enfocado en generación eólica y solar con capacidad de interconexión existente, así como en sistemas BESS. A la fecha de este Prospecto, contamos con un pipeline de 1.1 GW de activos de energía renovable no convencional enfocado en generación eólica y solar con capacidad de interconexión a la red de transmisión existente, así como de sistemas de almacenamiento de energía en baterías ("BESS"). Este portafolio incluye 239 MW en construcción (proyectos San Rafael, San Juan Sur, Lincoln, Junín y BESS Maschwitz). Definimos como activos renovables no convencionales a aquellos activos de generación que utilizan los siguientes recursos naturales para producir energía: solar, eólico, biogás, biomasa y pequeña hidráulica (menor a 50 MW).

Nuestra misión es suministrar energía eléctrica confiable y sostenible a los principales consumidores de energía de la Argentina mediante el desarrollo, construcción y operación de activos de alta eficiencia y bajo impacto ambiental. Desde 2017, hemos invertido más de US$ 1.700 millones, incorporando 1.4 GW de nueva capacidad renovable desarrollada por Genneia. Nuestro historial incluye la ejecución de proyectos en plazo y dentro del presupuesto, incluso en contextos macroeconómicos desafiantes, respaldados por sólidos contratos de venta de energía (PPAs), relaciones consolidadas con fabricantes globales de equipamiento original (OEMs) y entidades financieras, y un CECO que permite mantenimiento predictivo y optimización en tiempo real.

Nuestro portafolio se concentra en los corredores renovables más atractivos de la Argentina —la región de la Patagonia sur y el sudeste de la provincia de Buenos Aires para energía eólica, y San Juan y Mendoza en el noroeste para energía solar—, con unidades térmicas de punta cercanas a los principales centros de demanda para reforzar la estabilidad del sistema eléctrico. A la fecha de este Prospecto, tenemos en construcción dos proyectos solares a escala de servicios públicos (San Rafael y San Juan Sur, con 180 MW y 129 MW de capacidad total, respectivamente), junto con un pipeline de proyectos adicionales. El proyecto solar San Rafael ha obtenido habilitación comercial por 150 MW de los 180 MW habilitados comercialmente a la fecha de este Prospecto.

Desde 2016, hemos experimentado un crecimiento significativo en la generación de energía renovable, posicionándonos como el actor líder en la transición energética en Argentina. Durante el período comprendido entre 2016 y el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, nuestra generación anual de energía renovable aumentó a una tasa de crecimiento anual compuesta (“CAGR”) del 39%, mientras que nuestro EBITDA ajustado incluyendo nuestra participación en negocios conjuntos correspondiente a los segmentos eólico y solar creció a una CAGR del 28% durante el mismo período. Las cifras incluidas en este párrafo tienen en cuenta nuestro portafolio consolidado de activos y las cifras ajustadas por participación en el caso de nuestros negocios conjuntos.

Los ingresos por ventas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2025, totalizaron Ps. 466.131 millones, la utilidad bruta de Ps. 284.839 millones, la utilidad neta del ejercicio ascendía a Ps.126.247 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps. 331.376 millones. El margen de utilidad bruta y el EBITDA Ajustado fue del 61.1|% y 71.1%, respectivamente.
Las ventas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2024, totalizaron Ps.292.226 millones, la utilidad bruta de Ps.184.430 millones, la utilidad neta ascendía a Ps.48.692 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps.212.863 millones. El margen de utilidad bruta y el EBITDA Ajustado fue del 63,1% y 72,8%, respectivamente.
Las ventas de la Emisora para el ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2023 totalizaron Ps.95.922 millones, la utilidad bruta de Ps.62.625 millones, la utilidad neta ascendía a Ps.36.499 millones y el EBITDA Ajustado fue de Ps.67.485 millones. El margen de utilidad bruta y el EBITDA Ajustado fue del 65,3% y 70,4%, respectivamente.
Presentación de información financiera

Genneia elaboró sus estados financieros consolidados incluidos en el presente Prospecto de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por FACPCE como normas contables profesionales, tal como fueron aprobadas por el IASB, y de acuerdo con las Normas de la CNV.

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

De acuerdo a lo establecido por la NIC 21, “Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera”, la Dirección de Genneia definió al Dólar Estadounidense como moneda funcional. De acuerdo con las regulaciones legales en Argentina, la Compañía presentó dichos estados financieros consolidados en Pesos. En consecuencia, los montos obtenidos por el proceso de remedición a Dólares Estadounidenses (moneda funcional) fueron convertidos a Pesos (moneda de presentación) de acuerdo con lo establecido por la NIC 21.

Para una descripción de las políticas contables significativas de la Sociedad donde la administración ejerce juicios contables significativos, véase “Políticas y estimaciones contables significativas” más adelante y “II. Introducción - Presentación de información financiera y otra información”.

Segmentos de negocios

La Compañía desarrolla su actividad en cuatro segmentos de negocio: (i) la generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas; (ii) la generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares; (iii) la generación de energía eléctrica de fuentes convencionales y (iv) la comercialización y transporte de gas natural. Además, los gastos y activos no relacionados a dichos segmentos incluyendo los gastos de administración y comercialización y otros ingresos y egresos se clasifican bajo la denominación Administración Central y otros, el cual la Compañía no considera como segmento.

En la siguiente tabla se consigna la composición los ingresos por ventas por la fuente de su generación de electricidad:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2025		2024		2023	
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)					
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	320.054	68,7%	211.981	72,5%	69.336	72,3%
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares	77.242	16,6%	28.817	9,9%	7.683	8,0%
Generación eléctrica de fuentes convencionales	60.346	12,9%	43.490	14,9%	15.195	15,8%
Comercialización y transporte de gas	5.225	1,1%	4.262	1,5%	2.564	2,7%
Subtotal de segmentos	462.867	99,3%	288.550	98,7%	94.778	98,8%
Administración central y otros	3.264	0,7%	3.676	1,3%	1.144	1,2%
Total	466.131	100%	292.226	100%	95.922	100%

La siguiente tabla muestra un desglose de nuestros resultados del segmento:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de					
	2025		2024		2023	
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)					
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	214.474	80%	129.095	73%	50.630	79%
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares	33.038	12%	9.009	5%	4.821	8%
Generación eléctrica de fuentes convencionales	17.923	7%	35.592	20%	6.606	10%
Comercialización y transporte de gas natural	1.911	1%	2.270	1%	1.698	3%
Total	267.346	100%	175.966	100%	63.755	100%

Para más información sobre los segmentos de negocios, véase la nota 12 de los “Estados Financieros Auditados”.

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

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

Sobre la base de la información disponible a la fecha, la Dirección de la 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 la Sociedad considera que dichas medidas no tendrán un efecto material adverso sobre los flujos de fondos, la situación financiera y de resultados de la Sociedad. Sin perjuicio de ello, no es posible predecir cuál será la duración de dichas medidas, ni qué restricciones adicionales pueden ser impuestas por el gobierno argentino y si éstas podrían tener un efecto material adverso en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operaciones.

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

El siguiente cuadro resume los indicadores económicos clave de Argentina durante los períodos indicados:
(*) Valores preliminares a la fecha del presente Prospecto.

	2025	**2024**	**2023**
Actividad Económica			
PBI Real (Pesos de 2004) (% de variación) como % del PBI)	4,4	(1,3)	(1,9)
PBI Real (en miles de millones de Ps. de 2004)	739.057	708.130	717.769
Índices de precios e información sobre el tipo de cambio			
Índice de Precios al Consumidor (IPC del INDEC) (% de variación)	31,5%	117,8%	211,4%
Inflación (medida según el IPC de la ciudad de Buenos Aires) (% de variación)	31,8%	136,7%	198,4%
Tipo de cambio nominal(1) (en Ps. / US$ al cierre del ejercicio/período)	1.459,42	1.032,50	808,48

Fuentes: Ministerio de Economía, Banco Central, e INDEC.
Tipos de cambio de referencia mayorista indicado por Banco Central (Comunicación A 3500 del Banco Central).

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 IPIM que refleja el crecimiento en los niveles de consumo minorista y la actividad económica, que se aplica presión al alza en la demanda de bienes y servicios. Véase "Antecedentes Financieros - Reseña Perspectiva Operativa y Financiera de la Sociedad—Condiciones macroeconómicas imperantes de Argentina" para información sobre las tasas de inflación de Argentina desde el 2011 al 2016. El aumento del riesgo de inflación puede erosionar el crecimiento macroeconómico y limitar aún más la disponibilidad de financiación. En el transcurso del 2019 hasta el 2025, la Argentina experimentó un aumento significativo de la inflación, alcanzando el nivel más alto desde 1991. Para 2023, 2024 y 2025, el IPC de Argentina fue de 211,4%, 117,8% y 31,5%, respectivamente.

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

Además, para esos años, el IPIM fue de 276,4%, 67,1%, y 26,2%, respectivamente. En enero de 2026, el IPC fue de 2,9% y el IPM fue de 1,7%. En febrero de 2026, el IPC fue de 2,9% y el IPIM fue de 1,0%. En marzo 2026, el IPC fue de 3,4% y el IPIM fue de 3,4%.

Durante períodos de elevada inflación, los salarios reales tienden a disminuir y los consumidores reducen su nivel de gasto. El incremento del riesgo inflacionario puede erosionar el crecimiento macroeconómico y limitar aún más la disponibilidad de financiamiento. La inflación en Argentina ha tenido un impacto significativo en los resultados de las operaciones de la Sociedad. En particular, en la medida en que no sea compensada por la depreciación del peso argentino, la inflación suele afectar negativamente el costo de ventas y los gastos administrativos denominados en pesos argentinos, especialmente los vinculados al personal y a las cargas sociales. Véase "Factores de Riesgo—Riesgos Relacionados con Argentina— La inflación persistente ha tenido y puede continuar teniendo un efecto adverso en la economía argentina y, en consecuencia, en nuestro negocio, resultados operativos y situación financiera".

Fluctuaciones del tipo de cambio

Prácticamente todas las tarifas en virtud de los PPA de la Sociedad están denominadas en Dólares Estadounidenses y son pagaderas en Pesos al tipo de cambio de referencia mayorista publicado por el Banco Central, conforme a la Comunicación "A" 3500. Las tarifas denominadas en Dólares Estadounidenses se convierten a Pesos en la fecha de pago del PPA (cuarenta y un días subsiguientes a la fecha de facturación) y no en la fecha de pago efectivo, lo cual puede tener un efecto negativo en los resultados de la Sociedad si el peso se llegara a devaluar durante el período comprendido entre el día cuarenta y dos subsiguiente a la fecha de facturación y la fecha de pago efectiva, efecto que podría incrementarse en caso de demoras en el pago tal como se alude en "—Facturación y cobranzas".

No obstante, la Sociedad tiene derecho a reclamar las diferencias de cambio que puedan surgir entre la fecha de facturación y la fecha de pago efectivo, aunque no siempre hemos sido capaces de recuperar tales montos de CAMMESA e ENARSA, a la fecha del presente Prospecto. Véase la "Nota 11 a nuestros Estados Financieros Auditados". 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 negativamente a la economía argentina y a nuestra situación financiera y resultados operativos".

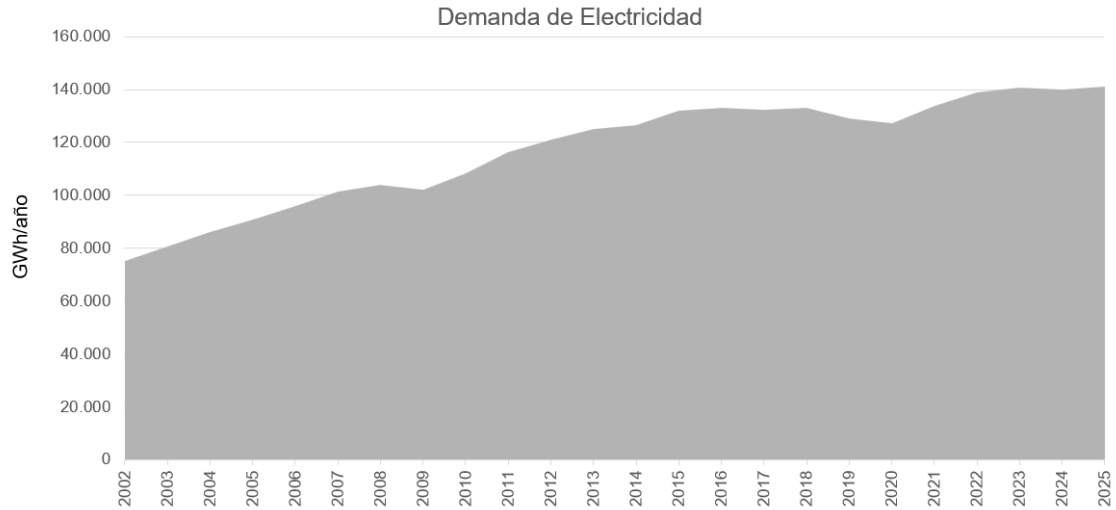
Demanda y Suministro de Electricidad

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 con excepción de períodos específicos, tales como la crisis financiera internacional entre 2008 y 2009, la pandemia de COVID-19 entre 2020 y 2021 y la reciente recesión económica en la República Argentina entre 2022 y 2024.

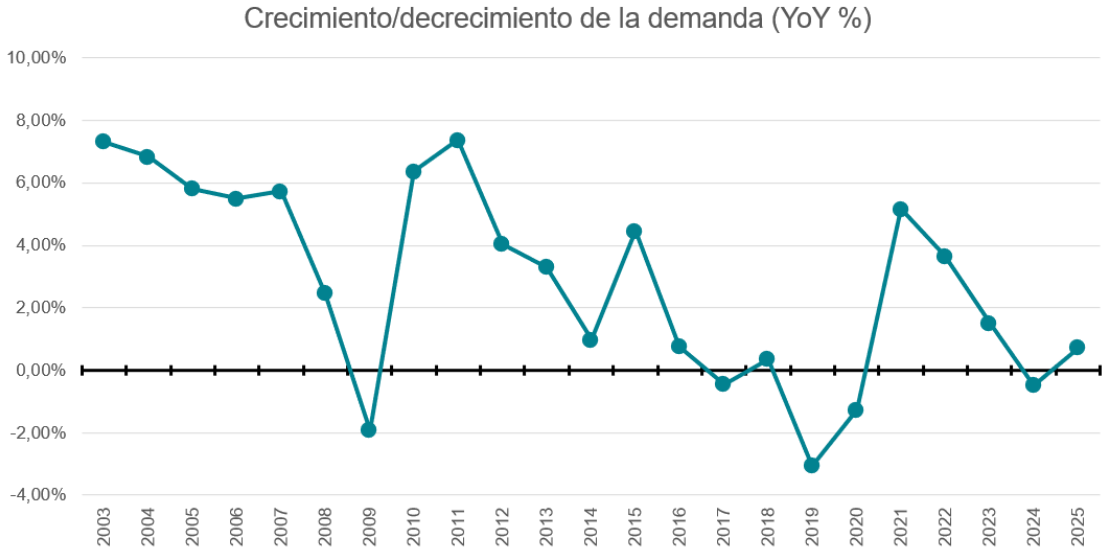
La demanda eléctrica ha registrado una tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR) del 1,5% anual en los últimos 10 años, con una disminución de la demanda en períodos de recesión económica. El siguiente gráfico muestra la evolución de la demanda por los años indicados:

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



Fuente: CAMMESA

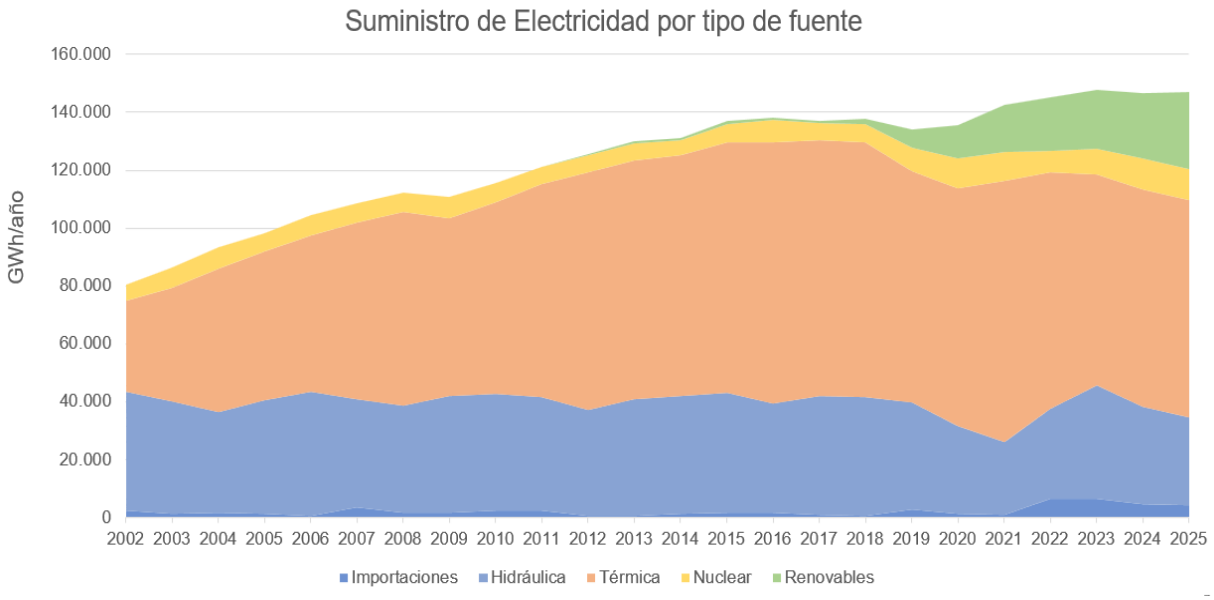
El siguiente cuadro muestra el crecimiento/decrecimiento de la demanda de electricidad en Argentina por los años indicados:



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).

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



Fuente: CAMMESA

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, la generación térmica fue el principal recurso empleado para abastecer la demanda de energía, con un aporte de 75.255 GWh (aproximadamente 50%), seguida de la generación hidroeléctrica, que aportó 30.114 GWh (aproximadamente 21%), luego la generación renovable, que aportó 26.659 GWh (aproximadamente 16 %) y la generación nuclear, que aportó 10.761 GWh (aproximadamente 7%). También hubo importaciones para cubrir la demanda local, por 4.304 GWh y exportaciones por 509 GWh.

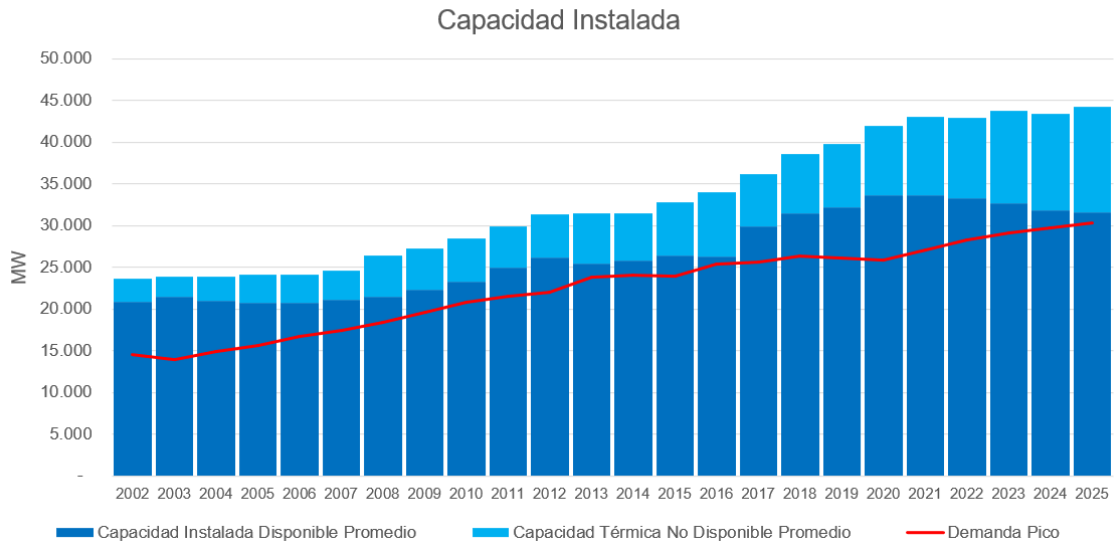
En cuanto al despacho de energía en el SADI, se observó un incremento interanual del 0,2% en 2025 explicado principalmente por una mayor generación renovable y nuclear, parcialmente compensado por menor generación térmica, e hidráulica, debido a un incremento de la capacidad instalada y mayor disponibilidad de las centrales nucleares. Asimismo, la generación térmica continúa siendo la principal fuente de suministro de electricidad, alimentada por gas natural como por combustibles líquidos (diésel y fuel oil), así como carbón mineral. Dentro del panorama de las energías renovables, en 2025, la generación eólica experimentó el mayor crecimiento en términos absolutos (2.464 GWh o 15,2 %) comparado al año anterior, impulsado por un incremento de la capacidad instalada eólica. Este último fue seguido por la energía solar (+1.165 GWh o 29,5%), con la biomasa ocupando el tercer lugar (282 GWh o 37,8%) en términos de participación.

Al cierre 2025, la capacidad instalada en el país alcanzó los 44.177 MW, lo que representó un aumento del 1,9% en comparación con el año anterior. Este aumento fue principalmente atribuido a la incorporación de más de 1.006 MW de generación renovable principalmente por capacidad solar (+791 MW) seguido por capacidad eólica (176 MW). No obstante, este aumento fue parcialmente compensada por una disminución de 180 MW en capacidad térmica, lo que incluye una desconexión de 379 MW de turbinas de gas parcialmente compensada por un incremento de 280 MW en ciclos combinados. Como resultado, la participación de las energías renovables en la cobertura de la demanda local creció del 16,3% en 2024 al 18,9% en 2025.

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 la Resolución 21, la Resolución SE N° 287/2017, el Programa RENOVAR y el MATER. Por otro lado, la demanda pico instantánea ha disminuido debido a la situación de la economía. A partir del 2021, las reservas disminuyeron por el aumento de la demanda pico, mientras que la potencia incrementó a un menor ritmo y aumentó la indisponibilidad.

El siguiente cuadro muestra la capacidad instalada correspondiente a los años indicados:

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



_____

Fuente: CAMMESA

Modificaciones al Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Argentino

Dada la reducción de la brecha entre la demanda y la oferta durante el período comprendido entre 2013 y 2015, era necesario añadir nueva capacidad en Argentina. Como resultado, se llevó a cabo un proceso de licitación para nuevos proyectos de generación, tanto de fuentes convencionales como renovables. La SE convocó licitaciones en el marco del Programa de Energía Térmica para instalar nuevas centrales térmicas que entraran en funcionamiento entre el verano de 2016/2017 y el verano de 2017/2018, ofreciendo a los generadores acuerdos de compra de energía a largo plazo con CAMMESA. En mayo de 2017, la SE convocó una licitación en virtud de la Resolución N.º 287/2017 para instalar nuevas plantas térmicas de ciclo combinado y cogeneración con el fin de satisfacer la demanda en el MEM. El Gobierno argentino recibió ofertas por 6,6 GW de nueva capacidad térmica y adjudicó aproximadamente 4,8 GW de nueva capacidad térmica.

En octubre de 2015, el Congreso argentino modificó el régimen de energías renovables, fijando el objetivo de alcanzar una contribución de las energías renovables al consumo total de la demanda del 8 % para 2017 y del 20 % para 2025, al exigir que determinados consumidores industriales y comerciales cubran una parte de su consumo con fuentes de energía renovables y al conceder ventajas fiscales y de otro tipo a los nuevos proyectos de energía renovable. En julio y octubre de 2016, y en agosto de 2017, el Ministerio de Energía ordenó a CAMMESA que convocara licitaciones en el marco del programa RenovAr para instalar nuevas plantas de generación a partir de fuentes renovables. Tras la ronda 1, la ronda 1.5 y la ronda 2 del programa RenovAr, el Gobierno recibió ofertas por 17,31 GW de nueva capacidad de generación de energías renovables y adjudicó 4,5 GW de nueva capacidad de energías renovables en la ronda 1, la ronda 1.5 y la ronda 2, principalmente a proyectos de energía eólica y solar. En agosto de 2019, CAMMESA adjudicó 259 MW en el marco del proceso de licitación MINIREN-Ronda 3 a pequeños proyectos de energía renovable. Como empresa de energía renovable, Genneia participó en estos programas y está obligada a cumplir todos los requisitos aplicables del RenovAr y las condiciones de licitación establecidas en el mismo.

Con el fin de continuar con la instalación de plantas de nueva generación, el Gobierno argentino introdujo ciertos cambios en las leyes y reglamentos aplicables con el objetivo de fomentar los proyectos de expansión del transporte de energía, incluyendo el marco regulatorio para los contratos de participación público-privada y una nueva metodología para desarrollar un plan de transporte, conocido como el “programa TransportAR”.

Los principales cambios introducidos por la anterior administración desde 2021 hasta la fecha son:

- La Resolución SE 551/2021 modifica la normativa relativa a la asignación de prioridad de despacho para el MATER. Sustituye la exigencia de constituir una garantía para el mantenimiento de la prioridad de despacho por el pago trimestral de US$S 500/MW. La norma también modifica los requisitos para solicitar prórrogas. Los proyectos ya asignados tienen prioridad para adherir o no al nuevo régimen. Si el titular opta por renunciar a la prioridad, se devuelve la garantía, pero el proyecto no puede volver a presentarse durante 2 años. En ese caso, la capacidad

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

queda liberada.

- La Resolución SE 14/2022 reemplaza el anterior mecanismo de desempate del MATER por un desempate mediante un Factor de Mayoría que se aplicará a los pagos de reserva de la prioridad de despacho. Tendrá prioridad quien declare el Factor de Mayoría más alto. Este mecanismo se aplicó a partir del último trimestre de 2021.

- La Resolución SE 370/2022 habilita la celebración de contratos entre generadores renovables y distribuidoras para abastecer a Grandes Usuarios Distribuidores o GUDIs. Los reguladores deben aclarar el tratamiento de estos contratos, en particular en lo referente al traslado a tarifa (pass-through).

- La Resolución SE 36/2023 convoca a los interesados a presentar ofertas en la Licitación Pública Nacional e Internacional "RenMDI" con el fin de celebrar Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable con CAMMESA. Aprueba el Pliego de Bases y Condiciones y sus Anexos, que comprenden el Ítem 1: "Generación Renovable para sustituir Generación Forzada" (500 MW) y el Ítem 2: "Generación Renovable para Diversificar la Matriz" (120 MW).

- La Resolución SE 360/2023 amplía la posibilidad de asignar prioridad de despacho MATER incorporando tres nuevas alternativas: 1) Prioridad de Despacho para ampliaciones de transporte asociadas a proyectos MATER; 2) Prioridad de Despacho para proyectos vinculados a demanda incremental; y 3) Prioridad de Despacho tipo Referencial A (probabilidad esperada del 92 %). Ello permite que la generación en el marco GENREN se venda en el MATER una vez finalizados los contratos GENREN. La norma otorgó además una prórroga adicional de 720 días para los proyectos con prioridad, con un esquema de pagos que incluye un factor incremental.

- La Resolución SE 609/2023 adjudica los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica Renovable de la convocatoria RenMDI. Se nos adjudicaron los Parques Solares Junín I y Lincoln I, de 20 MW cada uno.

- La Resolución SE 621/2023 invita a los interesados a presentar ofertas en la convocatoria "TerCONF" para celebrar Contratos de Abastecimiento de Confiabilidad de Generación Térmica con CAMMESA. Las ofertas podrán corresponder a cualquier tecnología de generación o cogeneración, ya sea mediante la instalación de equipos nuevos o con menos de 15.000 horas de uso verificadas.

- La Resolución SE 883/2023 establece la posibilidad de compensar penalidades por: incumplimiento de la Fecha Programada de Puesta en Servicio Comercial y/o deficiencia en el suministro de Energía Comprometida y/o incumplimiento del Componente Nacional Declarado (CND), mediante inversiones en nueva potencia renovable (sin exigencia de que sea en el parque penalizado).

- El Decreto 55/2023 declara la emergencia del Sector Energético Nacional respecto de los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal y transporte y distribución de gas natural, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024, y dispone el inicio de la revisión tarifaria[1]. Prevé la intervención del ENRE y ENARGAS a partir del 1° de enero de 2024 y hasta la designación de los miembros del directorio surgidos del proceso de selección previsto en la ley. Faculta a la SE para designar a los interventores del ENRE y ENARGAS. Originalmente, la Ley N.º 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva (diciembre de 2019) autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a intervenir el ENRE por un año, plazo prorrogado luego por los Decretos N.º 1020/20, 871/21 y 815/2022, cada uno por un año adicional.

- El DNU 70/2023 declaró la emergencia pública en materia económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, sanitaria y social hasta el 31 de diciembre de 2025:

  - En cuanto a las ampliaciones de transporte, se derogaron: (i) la Ley N.º 25.822, que ratificaba y establecía la ejecución prioritaria del Plan Federal de Transporte Eléctrico implementado por la Secretaría de Energía, y (ii) el

1 El ENRE estableció las tarifas de transporte y la fórmula de ajuste de la remuneración mediante las siguientes Resoluciones: N° 104/2024, N° 105/2024, N° 106/2024, N° 107/2024, N° 108/2024, N° 109/2024 (rectificada por la Resolución N° 139/2024), N° 110/2024 y N° 111/2024. Las tarifas de transporte fueron actualizadas más recientemente a través de las siguientes Resoluciones: N° 82/2025, N° 83/2025, N° 84/2025, N° 85/2025, N° 86/2025, N° 87/2025, N° 89/2024 y N° 228/2025. En cuanto a las tarifas de distribución, estas fueron establecidas por el ENRE en las Resoluciones N° 905/2024 y N° 589/2024 (previamente establecidas mediante las Resoluciones: N° 198/2024, N° 199/2024, N° 518/2024 -rectificada por la Resolución N° 526/2024-, N° 520/2024 -rectificada por la Resolución N° 525/2024- y N° 588/2024).

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

Decreto N.º 635/2003, que, en el contexto de ampliaciones de transporte de alta tensión o distribución troncal, autorizaba a la Secretaría de Energía a redeterminar el canon o precio correspondiente a la parte inconclusa de una ampliación hasta su puesta en servicio comercial.

- Se derogó el Decreto N.º 311/2006, que había aprobado la concesión de préstamos reembolsables del Tesoro Nacional al Fondo Unificado, destinados al pago de obligaciones vencidas de dicho fondo para el cumplimiento de sus funciones específicas y para el soporte sin distorsiones del sistema de estabilización de precios en el MEM.

- Se derogaron los artículos 16 a 37 de la Ley N.º 27.424, que habían creado el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida, los beneficios promocionales y el Régimen de Promoción para la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida.

- Se autorizó a la Secretaría de Energía a: (i) redeterminar la estructura de subsidios existentes a fin de garantizar a los usuarios finales el acceso a consumos básicos y esenciales de electricidad y gas natural, teniendo en cuenta los ingresos del grupo conviviente; y (ii) definir los mecanismos específicos que materialicen la asignación y percepción efectiva de los subsidios, determinando los roles y tareas de los actores públicos, empresas concesionarias y demás agentes relevantes.

- La Ley de Bases declaró la emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética, y delegó diversas facultades al Poder Ejecutivo Nacional, autorizándolo durante un año a adecuar el marco regulatorio con el fin de:

- Promover la apertura del comercio internacional de electricidad bajo condiciones de seguridad y confiabilidad.

- Garantizar la libre comercialización y la máxima competencia dentro de la industria, asegurando a los usuarios finales el derecho a elegir libremente a su proveedor.

- Fomentar el despacho económico de las transacciones de energía con base en el costo económico horario.

- Ajustar las tarifas del sistema energético para reflejar los costos reales de suministro, a fin de cubrir las necesidades de inversión y asegurar la prestación continua y regular de los servicios públicos.

- Impulsar la desagregación y transparencia de los distintos cargos a abonar por los usuarios finales, exigiendo expresamente a las distribuidoras actuar como agentes de percepción o retención de dichos montos.

- Garantizar el desarrollo de la infraestructura de transporte eléctrico mediante mecanismos abiertos y competitivos.

- Modernizar y profesionalizar las estructuras del sector eléctrico, reorganizando el Consejo Federal de la Energía Eléctrica como órgano consultivo no vinculante.

- El Decreto N.º 1023/2024 prorrogó el estado de emergencia en el sector energético —comprendiendo la generación, el transporte y la distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal, así como el transporte y la distribución de gas natural y las acciones derivadas de ello— hasta el 9 de julio de 2025.

- El Decreto N.º 370/2025 prorrogó la emergencia del sector energético hasta el 9 de julio de 2026. También extendió el Período de Transición hacia Subsidios Energéticos Focalizados hasta la misma fecha, alentando a las provincias a trabajar conjuntamente con la Secretaría de Energía para implementar las medidas de emergencia necesarias a fin de garantizar los servicios de distribución eléctrica dentro de sus jurisdicciones y realizar los ajustes derivados del proceso de reestructuración de subsidios.

- El Decreto N.º 450/2025 aprobó modificaciones a la Ley N.º 15.336 y a la Ley N.º 24.065 —incluida la promulgación de un nuevo texto ordenado para esta última— y estableció un período de transición de 24 meses para la adecuación de los reglamentos y normas complementarias vinculadas. Las reformas tienen por objeto restablecer la meta de reducir la intervención del Gobierno Nacional en el sistema de fijación de precios y contratación del sector eléctrico, a fin de otorgar mayor libertad a los actores privados dentro de un marco regulatorio actualizado y modernizado.

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

- El Decreto N.º 452/2025 creó el Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad (cuya creación había sido prevista en la Ley de Bases), que, una vez operativo, sustituirá y asumirá las funciones del ENRE y ENARGAS.

- La Resolución SE 331/2025 incrementó en 0,4% los precios para la remuneración de la generación a partir de las transacciones económicas correspondientes a agosto de 2025.

- La Resolución SE 400/2025 aprobó las "Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva" con vigencia a partir del 1 de noviembre del 2025, estableciendo un marco transitorio para reorganizar el abastecimiento, la contratación y la remuneración, en consonancia con los objetivos de la Ley de Energía Eléctrica y el Decreto N.º 450/2025.

- Define la categorización de la demanda y clasifica las unidades de generación como "Generación Asignada", "Generación Spot" y "Nueva Generación", con esquemas específicos de remuneración por energía, potencia y servicios de confiabilidad, e introduce mecanismos para la gestión de combustibles, la fijación estacional de precios y la contratación en el mercado a término.

- Dispone que la demanda estacional de los distribuidores del MEM será abastecida principalmente por la Generación Asignada (la cual incluye los contratos de abastecimiento vigentes, la generación bajo administración estatal, la generación hidroeléctrica nacional, la generación nuclear y las importaciones centralizadas) y cualquier faltante deberá ser cubierto en el mercado spot o a través del mercado a término.

- Autoriza expresamente a los distribuidores a celebrar contratos de compra de energía con generadores o autogeneradores dentro del WEM en el marco del MATER y el recientemente establecido MATE, para cubrir al menos el 75% de su demanda estacional, con libre negociación de condiciones, precios y prioridades de asignación.

- Establece el Mercado a Término de Potencia (MATP), permitiendo que grandes usuarios y distribuidores contraten respaldo físico de potencia por hora para fortalecer la confiabilidad del abastecimiento.

- Instruye a CAMMESA a realizar una evaluación anual de suficiencia con un horizonte de tres años para evaluar la adecuación del suministro futuro y faculta a la SE a convocar licitaciones de nuevos proyectos de generación si fuese necesario.
- Prevé que, durante el período de transición, los contratos de energía y potencia de los distribuidores adjudicados bajo dichos procesos podrán contar con garantías de pago de CAMMESA, sujetas a la inexistencia de deudas pendientes en el MEM y al cumplimiento de los requerimientos regulatorios establecidos por la Secretaría de Energía.

- Instruye a CAMMESA a emitir los procedimientos técnicos y administrativos necesarios para la implementación y faculta a la Subsecretaría de Energía Eléctrica a dictar normas complementarias y aclaratorias.

Como participante en el sector eléctrico argentino, Genneia está sujeta al marco regulatorio descrito anteriormente y debe cumplir con todos los requisitos aplicables, incluidos los relacionados con los procesos de licitación, los acuerdos de compra de energía, las asignaciones de capacidad de transmisión, las regulaciones tarifarias y los regímenes de subsidios. Por lo tanto, los cambios en este marco regulatorio pueden afectar directamente las operaciones, los ingresos y la planificación de inversiones de Genneia. Véase "Factores de riesgo — Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio y la Industria".

Disponibilidad y despacho

En lo que respecta a los activos renovables, los ingresos proceden de la electricidad efectivamente entregada. En consecuencia, la remuneración está determinada por el factor de disponibilidad de los parques eólicos y solares y de las condiciones de viento e irradiancia. En lo que respecta a la remuneración de las centrales térmicas, los ingresos proceden de las ventas de capacidad en firme y electricidad efectivamente entregada. La remuneración recibida por electricidad efectivamente entregada es destinada principalmente a cubrir los costos operativos, por lo cual la remuneración está principalmente determinada por el factor de disponibilidad de sus centrales.

El siguiente cuadro muestra el factor de disponibilidad de los centros operativos para los períodos indicados:

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

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2023	**2024**	**2025**
Factor de disponibilidad (%)(1)			
Centrales Térmicas	92,3	86,5	81,6
Bragado II y III ……..	98,8	97,7	93,2
Cruz Alta ……..	89,1	81,0	76,0
Parques eólicos	95,1	94,1	95,2
Rawson I y II	97,9	97,8	97,3
Rawson III	96,2	96,1	87,1
Trelew	81,2	65,7	93,8
Madryn I	96,6	97,3	96,2
Madryn II	96,6	96,3	94,8
Villalonga I	92,9	92,4	97,3
Villalonga II	96,4	90,9	94,7
Chubut Norte I	98,4	95,9	96,1
Pomona I	95,7	94,6	93,8
Pomona II	94,8	90,8	97,4
Necochea……..	96,9	94,9	95,8
Chubut Norte II	98,5	98,0	95,7
Chubut Norte III	93,3	97,2	91,0
Chubut Norte IV	95,2	97,5	97,5
La Elbita	-		
Parque Solares (2)	77,3,0	72,8	69,6
Ullum I	77,4	79,9	77,3
Ullum II	82,4	82,3	78,5
Ullum III	80,5	81,5	80,5
Sierras de Ullum(3)……..	74,3	79,4	61,8
Tocota III(4)	-	52,7	56,1
Malargüe I(5)			74,5
Anchoris(6)			71,0
San Rafael(6)			

(1) El 2 de octubre de 2024, el parque eólico La Elbita obtuvo la autorización comercial para operar con una potencia nominal total de 162 MW. El calendario de autorización comercial fue el siguiente: (i) 49,5 MW el 28 de junio de 2024; (ii) 58,5 MW el 20 de julio de 2024, alcanzando 108 MW acumulados; (iii) 13,5 MW el 12 de agosto de 2024, alcanzando 121,5 MW acumulados; (iv) 18 MW el 3 de septiembre de 2024, acumulando 139,5 MW; (v) 13,5 MW el 19 de septiembre de 2024, acumulando 153 MW; y (vi) 9 MW el 2 de octubre de 2024, alcanzando la capacidad total de 162 MW.
(2) La información se refiere al índice de rendimiento.
(3) El 30 de marzo de 2023, el parque solar Sierras de Ullum obtuvo la autorización comercial para un total de 78 MW de potencia. Dicha autorización comercial se obtuvo parcialmente en cuatro tramos: (i) 22 MW el 20 de enero de 2023; (ii) 36 MW el 11 de febrero de 2023, alcanzando 58 MW acumulados; (iii) 10,3 MW el 2 de marzo de 2023, alcanzando 68,3 MW acumulados; (iv) 9,7 MW el 30 de marzo de 2023, alcanzando la capacidad instalada total de 78 MW.
(4) El 1 de febrero de 2024, el Parque Solar Tocota III obtuvo la autorización comercial para operar con una potencia nominal total de 60 MW. Dicha autorización comercial se obtuvo parcialmente en tres tramos, cumpliéndose el siguiente calendario: (i) 22 MW el 30 de diciembre de 2023; (ii) 18 MW el 24 de enero de 2024, alcanzando 40 MW acumulados; y (iii) 20 MW el 1 de febrero de 2024, alcanzando la capacidad instalada total de 60 MW.
(5) El 20 de enero de 2025, el parque solar Malargüe I obtuvo la autorización comercial para una capacidad instalada total de 90 MW. Dicha autorización comercial se obtuvo parcialmente en dos tramos: (i) 60 MW el 6 de enero de 2025; y (ii) 30 MW el 20 de enero de 2025, alcanzando la potencia instalada total de 90 MW.
(6) El 5 de agosto de 2025, el parque solar Anchoris alcanzó la fecha de operación comercial para los 65 MW restantes, completando la puesta en marcha de su capacidad nominal instalada total de 180 MW. Esto siguió a la COD parcial inicial de 115 MW alcanzada el 6 de junio de 2025.
(7) El 24 de diciembre de 2025, el proyecto solar San Rafael alcanzó la operación comercial por 141,7 MW de capacidad instalada, seguido por 8,3 MW adicionales el 4 de febrero de 2026, totalizando 150 MW de su capacidad total de 180 MW.

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

Nuestros parques eólicos y solares alcanzaron un factor de disponibilidad medio ponderado del 95,2% y un índice de rendimiento del 69,6%, respectivamente, durante el ejercicio cerrado a 31 de diciembre de 2025, mientras que nuestras centrales térmicas alcanzaron un factor de disponibilidad medio ponderado del 81,6% durante el mismo período.

Los umbrales contractuales comprometidos aplicables a nuestros activos varían en función del programa. En el caso de nuestros activos térmicos, las centrales térmicas de Cruz Alta no tienen un compromiso de disponibilidad con CAMMESA, ya que su producción se vende en el mercado spot. Por lo tanto, cualquier indisponibilidad solo se traduce en una reducción de los ingresos. Nuestras centrales térmicas de Bragado están sujetas a sanciones si una unidad es llamada a despachar y no está disponible, siendo la sanción máxima igual al producto del pago de capacidad anual, la capacidad contratada y un factor de 0,5x. Para nuestros activos renovables, en el marco del programa RenovAr, los umbrales se basan en la generación P90 ("P90" significa un 90% de probabilidad de que la producción de energía sea igual o superior a la cifra prevista).

Si la generación anual es inferior a P90 y el déficit no se compensa en un plazo de 12 meses, el generador deberá pagar 160 dólares estadounidenses por MWh del déficit no compensado en los tres primeros meses del año siguiente. Además, si la generación anual cae por debajo de P99 ("P99" significa un 99 % de probabilidades de que la producción de energía sea igual o superior a la cifra prevista) por razones no atribuibles a las condiciones meteorológicas, el generador deberá pagar 160 dólares estadounidenses por MWh del déficit en los tres primeros meses siguientes al final del año en cuestión. En el marco del MATER, los umbrales se basan en la generación P75 ("P75" significa que hay un 75 % de probabilidades de que la producción de energía sea igual o superior a la cifra prevista). En caso de déficit en los contratos de entrega o pago, las sanciones se limitan a la diferencia con respecto al precio al contado de CAMMESA, lo que mitiga el riesgo de pérdida.

Si nuestras centrales térmicas no cumplen los umbrales aplicables, salvo en caso de fuerza mayor o indisponibilidad por mantenimiento programado, CAMMESA puede imponernos multas, como ya ha hecho en el pasado.

Además, hemos encargado estudios independientes a terceros para evaluar la producción energética prevista de nuestras instalaciones. La generación anual estimada al nivel P50 es la energía que se espera alcanzar con una probabilidad del 50 % y que se utiliza ampliamente en el sector como referencia para evaluar el rendimiento a largo plazo de los proyectos ("P50").

La siguiente tabla presenta las estimaciones P50 más recientes proporcionadas por consultores externos, que complementan las estimaciones internas realizadas por nuestro equipo de desarrollo interno para cada instalación:

Instalación	**Capacidad Instalada**	**Generación P50 (GWh/Año)**	**Generación P90 (GWh/Año)**	**P50 promedio (Años)**	**Año de estudio**
Parques eólicos	946,7	4.040,1	3.752,6		
Rawson I and II	83,7	285,9	276,3	10 años	2022
Rawson III	25,1	107,0	103,9	10 años	2022
Trelew (1)	51,0	185,0	165,3	14 años	2024
Madryn I	71,1	315,7	307,0	10 años	2022
Villalonga I	51,8	235,8	208,3	10 años	2018
Chubut Norte I	28,8	129,7	124,7	10 años	2022
Villalonga II	3,5	14,8	13,9	20 años	2017
Pomona I	101,4	401,1	356,1	10 años	2017
Pomona II	12,0	46,0	42,2	20 años	2017
Madryn II	151,2	650,7	632,3	10 años	2022
Necochea	37,9	159,1	141,6	10 años	2017
Chubut Norte II	26,3	124,9	117,0	20 años	2019
Chubut Norte III	57,7	269,3	244,3	10 años	2019
Chubut Norte IV	83,2	396,8	360,7	10 años	2019
La Elbita	162,0	718,3	659,0	20 años	2023

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

Instalación	Capacidad Instalada	Generación (GWh/Año)	P50 Generación (GWh/Año)	P90 P50 promedio (Años)	Año de estudio
Parques Solares	670,0	1.899,1	1.710,4		
Ullum I	25,0	63,8	57,4	10 años	2018
Ullum II	25,0	63,8	57,3	10 años	2018
Ullum III	32,0	81,3	73,2	10 años	2018
Sierras de Ullum	78,0	193,7	179,4	10 años	2024
Tocota III	60,0	182,9	170,0	10 años	2022
Malargüe I	90,0	260,7	226,6	10 años	2023
Anchoris	180,0	504,5	438,2	10 años	2024
San Rafael (2)	180,0	548,4	508,3	10 años	2025
Total	**1.616,7**	**5.939,2**	**5.463,0**		

(1) Adoptamos un plan de inversión de mejora en el Parque Eólico Trelew en 2024 y 2025 con el objetivo de aumentar la producción y disponibilidad en esta instalación, manteniendo su capacidad instalada en 51 MW. El informe de producción asume una vida útil promedio de 14 años para las turbinas Alstom (41 MW restantes) y 25 años para las turbinas Goldwin (18 MW).

(2)El Parque Eólico San Rafael fue diseñado originalmente con una capacidad instalada de 150 MW y luego se amplió en 30 MW adicionales después de asegurar la capacidad de interconexión de transmisión.

Reserva de Capacidad de Transmisión o Capacidad de Interconexión de Transmisión

La mayoría de nuestros activos renovables se benefician de la capacidad de interconexión de transmisión (también llamada "prioridad de despacho"). Al 31 de diciembre de 2025, aproximadamente el 93% de nuestra capacidad renovable total opera con capacidad de interconexión de transmisión. A fecha de este Prospecto, las instalaciones que tienen una parte de su capacidad sin capacidad de interconexión de transmisión son las siguientes:

Instalaciones	Tipo de energía	Marco de referencia	Capacidad instalada	Con capacidad de interconexión de transmisión	Sin capacidad de interconexión de transmisión
Chubut Norte II	Eólico	MATER	26.0	—	26.0
Sierras de Ullum	Solar	MATER	78.0	64.0	14.0
Tocota III	Solar	MATER	60.0	14.0	46.0
Anchoris	Solar	MATER	180.0	155.0	25.0

A fecha de este Prospecto, el rendimiento operativo del parque solar Tocota III es limitado y está por debajo de nuestras expectativas iniciales. En el parque solar Tocota III, la generación de energía se ha visto limitada debido a problemas de infraestructura asociados a inestabilidades en la red eléctrica de la central transformadora de Bauchaceta. Estamos evaluando diversas alternativas técnicas y operativas para permitir aumentar el despacho de energía a la red de la central solar Tocota III.

En Chubut Norte II, la generación eléctrica se ha visto afectada por la falta de inversiones en infraestructuras que originalmente se esperaba que realizara el gobierno nacional. Esperamos que la limitación pueda aumentar aún más debido a la nueva capacidad adicional que actualmente están en construcción por parte de los competidores en la región de la Patagonia. Sin embargo, esperamos que esa limitación pueda solucionarse tras la construcción de nuevas líneas de transmisión desde ET Madryn hasta Bahía Blanca, que está siendo analizada por el gobierno nacional para promover esta inversión a través de empresas privadas (Resolución nº 715/2025).

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

Además, la reducción en la generación de estos proyectos no ha afectado la capacidad de la Compañía para cumplir con sus compromisos contractuales de entrega de energía.

Condiciones climáticas

La cantidad de energía generada y la rentabilidad de los parques eólicos y solares son altamente dependientes de las condiciones climáticas, particularmente las condiciones del viento e irradiancia, que puede variar entre las locaciones, estacionalidad y período anual. Debido a que las turbinas eólicas sólo operan cuando la velocidad del viento se encuentra dentro de ciertos rangos específicos que varían según el tipo de turbina y el tecnólogo, si la velocidad del viento cae fuera de dichos rangos, ya sea por encima o por debajo, la producción de energía disminuiría. Del mismo modo, las proyecciones de recursos solares dependen de estimaciones sobre los patrones climáticos, el efecto de las sombras sobre los paneles y la irradiación.

Durante la fase de desarrollo y previo a la construcción de cualquier parque eólico, se realizan estudios de vientos para evaluar el recurso eólico potencial del sitio. El mismo se lleva a cabo durante un período de varios años. Estos estudios eólicos han sido realizados por el equipo de desarrollo de la Emisora y consultores técnicos independientes, respecto al factor de capacidad estimado resultante de estudios eólicos y el modelo de turbinas utilizadas. No se puede garantizar que las condiciones climáticas observadas en un sitio en fase de proyecto se ajustarán a los supuestos que se hicieron durante la fase de desarrollo en base de estos estudios y, por lo tanto, no se puede asegurar que los sitios operativos puedan alcanzar con sus niveles de producción previstos. Es posible que los patrones eólicos futuros y la producción de electricidad en nuestros parques eólicos no reflejen los patrones eólicos históricos en los sitios respectivos o las proyecciones realizadas; y, a su vez, los patrones de viento en cada sitio cambian con el paso del tiempo.

Para más información sobre el impacto de la velocidad del viento, recursos e incertidumbres y riesgos asociados con las condiciones climáticas, véase “Factores de Riesgo - Riesgos Relacionados con Nuestro Negocio y la Industria - 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”.

A finales de enero 2025, la capacidad instalada del parque solar Sierras de Ullum fue reducido en aproximadamente un 50% como resultado daños causados por el granizo en sus paneles. Adoptamos un plan de recuperación y, desde mediados de julio de 2025, la instalación ha estado funcionando a su plena capacidad instalada de 78 MW. El suceso requirió una inversión de aproximadamente 11 millones de Dólares estadounidenses, que fue cubierta en gran parte por nuestra póliza de seguro. Además, Sierras de Ullum mantenía un seguro de interrupción del negocio que cubría la pérdida de ingresos, que se recuperó mediante un pago anticipado recibido en junio de 2025. Para más información, véase la nota 10 de nuestros Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2025.

Ampliación de la capacidad de generación

Actualmente tenemos cuatro proyectos de energía solar y un proyecto BESS en construcción, que se espera que añadan 238 MW de capacidad instalada una vez terminados: (i) el proyecto solar de San Rafael (30 MW pendientes, mientras que 150 MW alcanzaron el COD en diciembre de 2025 y febrero de 2026); (ii) la central solar de San Juan Sur (129,2 MW); (iii) el parque solar Lincoln (20 MW); (iv) el parque solar Junín (20 MW); y el proyecto BESS Maschwitz (40 MW). Estos proyectos renovables en construcción requieren una inversión total de aproximadamente 365 millones de dólares estadounidenses, de los cuales se han pagado aproximadamente 127 millones de dólares estadounidenses en gastos de capital hasta el 31 de diciembre de 2025.

Instalaciones	**Tipo de energía**	**Provincia**	**COD**	**MW(3)**	**Comprador(1)**
San Rafael(2)	Solar	Mendoza	Segundo trimestre de 2026	30.00	MATER
San Juan Sur	Solar	San Juan	Segundo trimestre de 2026	129.20	MATER
Lincoln	Solar	Buenos Aires	Segundo trimestre de 2026	20.00	CAMMESA
Junín	Solar	Buenos Aires	Segundo trimestre de 2026	20.00	CAMMESA

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

Instalaciones	Tipo de energía	Provincia	COD	MW(3)	Comprador(1)
Maschwitz	Almacenamiento	Buenos Aires	Primer trimestre de 2027	40.00	Edenor

_____

Varios grandes usuarios industriales son compradores privados bajo el programa MATER.
El parque solar San Rafael alcanzó la fecha de operación comercial con 150 MW en diciembre de 2025 y febrero de 2026.
La inversión total de 365 millones de dólares estadounidenses incluye 180 millones para San Rafael (180 MW), 110 millones para San Juan Sur (129 MW), 40 millones para Lincoln & Junín (40 MW) y 35 millones para BESS Maschwitz (40 MW).

Además, disponemos de una cartera de activos renovables no convencionales que incluye: 175 MW listos para construir, 2.519 MW en desarrollo, 1.273 MW en pre-desarrollo y 1.200 MW en prospección.

Facturación y cobranzas

Para los años finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2024 y 2025, el 88%, el 81% y el 68%, respectivamente, de las ventas de la Sociedad corresponden a operaciones con CAMMESA. 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.

Para los años finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024, aproximadamente 42% (en ambos períodos) de las ganancias eran garantizadas por el FODER bajo el programa RenovAR y aproximadamente 30% y 28%, respectivamente, de nuestras ganancias era derivadas de contrapartes de primera línea bajo el esquema del MATER.

Una parte de nuestros ingresos bajo el programa RenovAr cuenta con el respaldo de garantías de pago otorgadas por FODER, un fideicomiso público constituido conforme a la Ley N.º 27.191 y administrado por BICE en su carácter de fiduciario. FODER fue creado específicamente para promover proyectos de energía renovable y otorga garantías de pago limitadas a los generadores elegibles que celebren acuerdos de adhesión en relación con contratos de compraventa de energía (PPA) celebrados en el marco del programa RenovAr. FODER no otorga garantías para los PPA celebrados bajo el régimen MATER.

Los activos de FODER comprenden fondos aportados por el Tesoro Nacional argentino y por otras fuentes autorizadas por la Ley N.º 27.191 y su normativa reglamentaria, incluyendo cargos específicos sobre la demanda de energía, recuperos provenientes de financiaciones otorgadas por FODER, ingresos derivados de inversiones de los activos del fideicomiso y los fondos obtenidos mediante la emisión de valores fiduciarios por parte del fiduciario. Los montos aportados a FODER constituyen activos fideicomitidos segregados, administrados por el fiduciario y asignados a cuentas de garantía específicas de conformidad con el contrato de fideicomiso de FODER y los correspondientes acuerdos de adhesión aplicables. Las garantías de FODER están sujetas a la disponibilidad de fondos en dichas cuentas y están diseñadas para cubrir las obligaciones de pago derivadas de los PPA celebrados bajo el programa RenovAr durante períodos limitados y ante la ocurrencia de determinados eventos habilitantes previamente establecidos.

Esta estructura de financiamiento difiere de manera sustancial del rol y de las fuentes de financiamiento de CAMMESA. CAMMESA actúa como administradora y cámara compensadora del MEM y depende principalmente de los cobros a los participantes del mercado, incluidos las empresas distribuidoras y los grandes usuarios, para la liquidación de las transacciones del mercado mayorista. Si bien CAMMESA ha recibido históricamente asistencia financiera del gobierno argentino durante períodos de insuficiencia estructural de fondos, no opera como un fideicomiso público ni cuenta con activos fideicomitidos segregados destinados específicamente a otorgar garantías de pago. En consecuencia, los ingresos respaldados por garantías de FODER están sujetos a un perfil de riesgo de pago y de crédito distinto del aplicable a los ingresos derivados de PPA celebrados con CAMMESA que no cuentan con el respaldo de FODER.

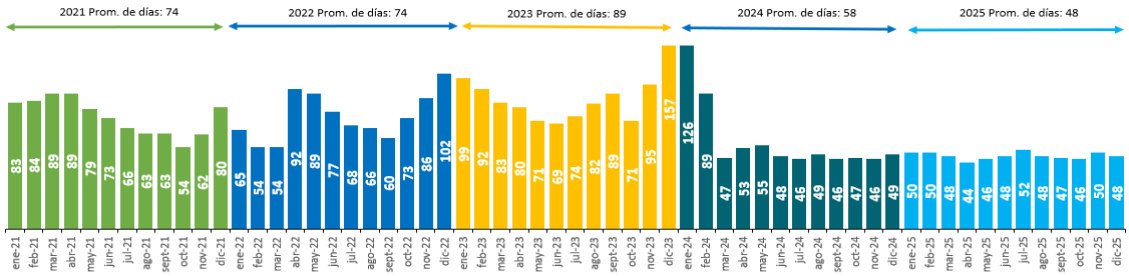
De acuerdo con los PPA, CAMMESA debe realizar los pagos a los generadores 42 días después del final del mes en el que se produjo el suministro. Sin embargo, los retrasos en los pagos de los distribuidores a CAMMESA, junto con la dependencia de CAMMESA de las contribuciones del Tesoro Nacional Argentino para cubrir las tarifas subvencionadas, han dado lugar a retrasos en los pagos a los generadores, que en algunos casos superan los 100 días. A pesar de estos retrasos, nuestros resultados operativos y nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones no se han visto afectados, dado que dos tercios de nuestros ingresos están garantizados por el FODER y contratados por partes privadas bilaterales en el marco del MATER. No tuvimos que solicitar ningún tipo de préstamo o endeudamiento para hacer frente a los retrasos en los pagos.

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

No obstante lo anterior, estamos monitoreando permanentemente los retrasos y los tomamos en cuenta para los fines de nuestro plan de negocios y operaciones regulares. Los flujos de caja de CAMMESA reflejan su función como administrador del mercado y cámara de compensación, y pueden complementarse con apoyo federal discrecional o medidas extraordinarias cuando los cobros son estructuralmente insuficientes. Este mecanismo de financiación difiere fundamentalmente de los activos fiduciarios segregados del FODER, que se aplican en caso de desencadenantes específicos en virtud del fideicomiso.

Esperamos que el plan de inversión renovable en curso de la Compañía aumente la exposición a clientes privados en el marco del MATER. Como resultado, anticipamos una reducción gradual en nuestra exposición a CAMMESA bajo los PPA no garantizados en los próximos años. Esto incluye la eliminación gradual de los PPA de renovables y térmicos (GENREN y Resolución 21), que esperamos migrar al marco MATER y MAT. Rawson I y II ya han migrado al MATER en octubre y mayo de 2025, respectivamente.

El siguiente gráfico ilustra el ciclo de pagos de CAMMESA para los ingresos que no tienen garantía FODER (aproximadamente un 30% del total de ingresos de la Sociedad) y los meses que han sido cobrados en su totalidad en términos de cantidad de días que CAMMESA demoró en abonar los saldos pendientes mes a mes, desde enero de 2021 hasta diciembre 2025.



Fuente: CAMMESA

Financiación y garantía del FODER

El FODER es un fideicomiso público constituido en virtud de la Ley N.º 27.191, en el que el Gobierno argentino actúa como fideicomitente y el BICE como fideicomisario. El FODER beneficia a los generadores de RenovAr que cumplen sus condiciones, pero no garantiza los PPA de MATER. Los activos del fideicomiso consisten principalmente en asignaciones del Tesoro Nacional Argentino y otras fuentes autorizadas por la ley, incluyendo cargos específicos por demanda, recuperaciones de financiamientos del FODER, dividendos o ingresos por la venta de participaciones en proyectos elegibles, y rendimientos de los activos o valores del fideicomiso. Una vez aportados, estos fondos se convierten en propiedad segregada del fideicomiso, administrada por el BICE para fines de garantía definidos. El FODER proporciona una garantía de pago de energía financiada con cargo a una cuenta específica durante períodos limitados en los que CAMMESA no realiza los pagos, así como mecanismos de compra/venta con pagos procedentes de cuentas de pago de precios de proyectos específicos. El FODER no es independiente de los fondos públicos, ya que sus principales fuentes de financiación son los recursos del Tesoro Nacional argentino y las entradas relacionadas con la Ley N.º 27.191 y el presupuesto anual. CAMMESA actúa como administrador y cámara de compensación del MEM y se financia de forma ordinaria con los cobros de los agentes del MEM.

CAMMESA actúa como administrador y cámara de compensación del MEM y se financia de forma ordinaria mediante los cobros de los agentes del MEM. A diferencia del FODER, CAMMESA no está estructurada como un fideicomiso público y no se beneficia de activos fiduciarios segregados. Durante los periodos de déficit estructural, CAMMESA ha recibido transferencias presupuestarias federales discrecionales y, en algunos casos, apoyo extraordinario en forma de bonos para facilitar los pagos del MEM. Esta estructura de financiación difiere sustancialmente de la financiación fiduciaria segregada y específica de FODER, que está vinculada a desencadenantes de garantía específicos. Para más información véase: Marco Regulatorio de Energías Renovables en Argentina - RenovAr (Ronda 1): Proceso de Licitación para Proyectos de Generación de Energía Renovable".

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

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

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 políticas contables significativas de la Sociedad se encuentran expuestas en las notas que acompañan a los estados financieros consolidados incluidos en otra sección
del presente Prospecto.

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 financieros son los siguientes, conforme se detalla en la nota 4 a los Estados Financieros Auditados de la Sociedad:

A. Juicios contables significativos

Moneda Funcional

La Dirección de la Sociedad aplica su juicio profesional en la determinación de su moneda funcional y la de sus subsidiarias. El juicio es efectuado principalmente respecto a la moneda que influencia y determina los precios de venta, los costos de mano de obra y materiales, inversiones y otros costos, así como también la financiación y las cobranzas derivadas de sus actividades operativas. Como se detalla en la Nota 2.2 a los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2025, la Dirección de la Sociedad ha definido el Dólar Estadounidense como moneda funcional.

Capital de trabajo

Como se detalla en la Nota 7.7.7 a los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2025, en relación con la situación de capital de trabajo negativo por una cifra de Ps. 170.827 millones, la Dirección y la Gerencia de la Compañía consideran que existe una probabilidad razonable de atender las obligaciones financieras y compromisos contractuales a su vencimiento y, por lo tanto, que no existe una incertidumbre material sobre la capacidad de la Compañía para continuar como una empresa en marcha. En este sentido, en la evaluación efectuada por la Dirección y la Gerencia de la Compañía se ha considerado como factores de juicio significativos i) que la Compañía se encuentra en una sólida posición operativa y financiera; ii) la Compañía ha demostrado exitosamente contar con acceso al mercado de capitales internacional y local en reiteradas ocasiones; iii) la Compañía cuenta con acceso a líneas de financiamiento bancario; y iv) la Compañía mantiene un contacto frecuente con bancos e inversores lo cual es de suma utilidad para conocer la situación del mercado de deuda y la opinión que los mismos tienen de la capacidad financiera de la Sociedad.

Inversiones en negocios conjuntos

Algunos de los principales supuestos evaluados se describen a continuación: (i) Cualquier decisión sobre ciertas actividades relevantes de los mismos, detalladas en el acuerdo de accionistas a ser celebrado debe tomarse de manera conjunta entre Genneia y Panamerican Energy, ya que no existe poder de un accionista sobre el otro en relación con la inversión, independientemente de los diferentes porcentajes de capital e intereses de cada uno de ellos. Aunque la Compañía tiene una participación del 51% en Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., de acuerdo con el acuerdo de los accionistas, la aprobación de al menos un Director designado por cada clase de acciones en la reunión de Directorio o la aprobación de la clase completa de las acciones en la asamblea de accionistas se requieren para la toma de decisiones con respecto a ciertas actividades relevantes fijadas en el acuerdo de accionistas; (ii) Ningún accionista tiene ningún poder, como se define en la NIIF 10 en detrimento de cualquier otro, independientemente del número de Directores o personal (clave o no) designado por cada clase de acciones, en la administración de las compañías por sí mismo para beneficiarse o modificar unilateralmente los retornos de inversión variables o, en última instancia, dirigir unilateralmente cualquiera de las decisiones asociadas con las actividades relevantes.

B. Fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones

Valor recuperable de créditos por ventas

La gerencia de la Sociedad hace una constante evaluación de la recuperabilidad de los créditos en función de la antigüedad de la deuda, la capacidad de pago de la contraparte, la naturaleza del cliente, las garantías recibidas, sus derechos legales, entre otros aspectos, y establece previsiones en función al valor estimado del recupero de los mismos.
La Compañía tiene importantes cuentas por cobrar a entidades con participación estatal o dependientes de fondos del

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

sector público, reconocidas como cuentas por cobrar comerciales como resultado de sus operaciones de generación.

Vida útil de activos fijos y valor recuperable de activos fijos y activos intangibles

La Sociedad estima la vida útil de sus activos fijos y activos intangibles, principalmente centrales eólicas, solares y plantas de generación térmica, en base a la tecnología de los activos correspondientes y su tipo y características de uso. La Compañía estima la vida útil de los activos intangibles relacionados con contratos a medida que transcurre el período del contrato. Además, la Compañía generalmente estima el valor recuperable de los activos fijos y activos intangibles sobre la base de su valor económico, calculado como los flujos de efectivo futuros esperados descontados generados por cada activo o grupo de activos en evaluación, considerando su vida útil estimada. Con excepción de aquellas centrales de generación térmica cuyo contrato con CAMMESA ha finalizado cuyo valor recuperable ha sido estimado sobre la base de su valor estimado de disposición menos los costos de venta hasta el momento en que fueron vendidas. Con el fin de estimar los flujos de efectivo, la Administración calcula los ingresos y costos futuros en base a su mejor estimación del marco regulatorio, tarifas, costos de combustible, devaluación e inflación del peso argentino, salarios, factor de utilización de parques eólicos y solares, vida útil de los activos y la tasa utilizada para descontar dichos flujos de efectivo, entre otros.

Estimación de pasivos contingentes por juicios y reclamos.

El resultado final de la liquidación de denuncias, reclamos y litigios, como así también la calificación otorgada por la Dirección a un determinado asunto, puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, contratos, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por lo tanto, cualquier variación en las circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la previsión por contingencias registrada o la calificación otorgada por la Dirección. La Compañía tiene reclamaciones por activos contingentes según lo descrito en la Nota 11.2.1 a los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2025, los cuales no serán reconocidos hasta que sean realizables.

CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamientos de impuestos a las ganancias

La interpretación CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamientos de impuesto a las ganancias emitida en junio de 2017 aclara cómo aplicar los requerimientos de reconocimiento y medición de la NIC 12 cuando existe incertidumbre frente a los tratamientos del impuesto a las ganancias.

Para ello, una entidad debe evaluar si la autoridad fiscal aceptará un tratamiento impositivo incierto usado, o propuesto a ser usado, o que esté previsto usar en su declaración de impuesto a las ganancias.

Si una entidad concluye que es probable que la autoridad fiscal acepte un tratamiento impositivo incierto, la Entidad determinará la posición fiscal congruentemente con el tratamiento impositivo usado o que esté previsto usar en su declaración de impuesto a las ganancias. Si una entidad concluye que no es probable dicha aceptación, la entidad reflejará el efecto de la incertidumbre al determinar el resultado fiscal, las bases fiscales, pérdidas fiscales no utilizadas, créditos fiscales no utilizados y tasas fiscales.

Una entidad realizará juicios y estimaciones congruentes sobre el impuesto a las ganancias corriente y el impuesto diferido. Además, evaluará nuevamente un juicio o estimación requerido por esta interpretación si cambian los hechos y circunstancias sobre los que se basaron el juicio o la estimación o como resultado de nueva información que afecte al juicio o estimación.

La Sociedad ha aplicado la CINIIF 23 en la registración del impuesto a las ganancias corriente y diferido, respecto del reconocimiento de posiciones fiscales inciertas vinculadas a la interpretación de la legislación fiscal en relación al tratamiento del ajuste por inflación impositivo.

En este sentido, la Sociedad ha reflejado el efecto de la incertidumbre asociada con dicha interpretación en la determinación de la provisión del impuesto a las ganancias del ejercicio y por ello no ha reconocido el efecto contable (utilidad) derivado principalmente de ajustar por inflación los quebrantos impositivos acumulados por un importe de 35.536 (equivalentes a US$ 24,42 millones), dado que no se cumplían los requisitos de la citada norma para el reconocimiento contable de dicha utilidad.

En consecuencia, la Sociedad mantiene una provisión de Ps. 212.379 millones (equivalentes a US$ 146 millones) y 142.927 millones (equivalentes a US$ 138 millones) por las partidas fiscales inciertas por los ejercicios fiscales finalizados al 31 de

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

diciembre de 2025 y 2024, dentro del rubro Impuesto a las ganancias a pagar del pasivo corriente.

Nuevas Normas e Interpretaciones Contables

Para una descripción de las normas e interpretaciones contables aplicadas por la Sociedad, véase la "nota 2.5 de los Estados Financieros Auditados de la Sociedad".

Información sobre Tendencias

La gerencia ha identificado varias tendencias relevantes que podrían afectar significativamente nuestros resultados operativos futuros, flujos de caja y situación financiera.

- **Tendencias Comerciales**

  Nuestra concentración de ventas con CAMMESA disminuyó al 68% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, desde el 81% y 88% para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, respectivamente, reflejando nuestro cambio hacia clientes privados bajo el marco MATER. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, el 72% de nuestros ingresos provinieron de MATER, RenovAr y la Resolución 202, con un 42% garantizado por el FODER.

  Actualmente, nuestras inversiones en energías renovables se centran en la incorporación de capacidad adicional bajo el marco MATER. Se espera que estos nuevos proyectos renovables reduzcan aún más nuestra exposición a CAMMESA, a medida que continuamos nuestra transición hacia la firma de contratos bilaterales con compradores privados. En línea con esta estrategia, Rawson I y II migraron al MATER en octubre y mayo de 2025, respectivamente.

- **Tendencias Operativas**

  Las tendencias de producción reflejan un crecimiento continuo en la capacidad renovable. Excluyendo nuestras empresas conjuntas, la generación de energía eólica aumentó de 2.600 GWh en 2024 a 3.140 GWh en 2025, principalmente debido al inicio de operaciones del parque eólico La Elbita. La generación de energía solar aumentó de 489 GWh en 2024 a 940 GWh en 2025, tras la puesta en marcha de nuevas instalaciones solares.

- **Tendencias Macroeconómicas y Financieras**

  El entorno macroeconómico de Argentina continúa siendo desafiante. La inflación alcanzó el 117,80% en 2024, y el peso se depreció de Ps. 808,48 por dólar estadounidense al cierre de 2023 a Ps. 1.032,50 al cierre de 2024 y a Ps. 1.399,67 al 12 de marzo de 2026. Estas tendencias afectan negativamente nuestros costos denominados en pesos, particularmente los salarios y las cargas de seguridad social, y generan riesgos cambiarios en relación con los retrasos en los pagos de CAMMESA.

  Los retrasos en los pagos por parte de CAMMESA han superado los 100 días en ciertos casos, y los pagos en mora correspondientes a mayo de 2024 fueron cancelados mediante bonos soberanos argentinos con un valor de mercado de aproximadamente el 50% de su valor nominal.

- **Tendencias Regulatorias**

  Desde finales de 2023, el gobierno argentino ha impulsado reformas para liberalizar la economía, incluido el sector eléctrico, que ha estado altamente regulado y subsidiado. Este proceso tiene como objetivo desregular gradualmente las actividades de generación, transmisión y distribución, fomentando la competencia, la inversión privada, la liberalización de tarifas y la transparencia del mercado.

  Creemos que estas reformas priorizarán la participación del sector privado, en línea con nuestra estrategia de expandirnos en el mercado MATER mediante contratos bilaterales. Continuaremos evaluando nuevos proyectos, soluciones de almacenamiento de energía y adquisiciones selectivas, guiados por una asignación de capital disciplinada. Nuestro objetivo actual es mantener un apalancamiento neto consolidado de aproximadamente 3x en el futuro, con incrementos temporales durante la construcción de proyectos que se

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

espera se normalicen rápidamente una vez que dichos proyectos estén finalizados.

Nuestra estrategia de crecimiento actual está limitada tanto por cuellos de botella en la infraestructura, incluidas restricciones en la transmisión, como por la limitada disponibilidad de financiamiento de largo plazo. Sin embargo, esperamos que estos obstáculos puedan aliviarse a medida que la economía argentina se estabilice y el sector energético avance en su desregulación, lo que potencialmente habilitaría nuevas oportunidades de expansión en transmisión mediante la participación del sector privado.

Descripción de los principales rubros

Ingresos por ventas

Las ventas de la Sociedad incluyen los ingresos de los siguientes negocios en los que participa la Sociedad (i) generación de energía de fuentes renovables eólicas y solares, (ii) generación de energía de fuentes convencionales, (iii) comercialización de gas natural y transporte de gas, (iv) otros ingresos. Ver la "Nota 5(n) a los Estados Financieros Auditados de la Sociedad". Ver la "Nota 3.13 a los Estados Financieros Auditados de la Sociedad" para reconocimiento de ingresos.

Costo de ventas

Los costos de ventas de la Sociedad incluyen los costos directos relacionados con la generación de los costos operativos directamente relacionados con la generación y comercialización de energía eléctrica, tales como combustibles para generación térmica (gas natural y gasoil), 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 propiedad, planta y equipo, desvalorización de activos intangibles, combustibles, gas, electricidad y otros, materiales y equipos de instalación, provisiones y otros gastos de la Sociedad. Véase las notas 5 (o) y (p) a los "Estados Financieros Auditados de la Sociedad".

Utilidad bruta

La utilidad bruta de la Sociedad refleja las ventas menos los costos de venta.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización de la Sociedad incluyen los impuestos (principalmente el impuesto a los ingresos brutos), cargas y otras contribuciones, publicidad, cuentas de dudosa recuperabilidad y otros gastos. Véase el "Nota 5 (p) a los Estados Financieros Auditados 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 propiedad, planta y equipo, amortización de activos intangibles, combustibles, gas, electricidad y otros, materiales y equipos de instalación, provisiones y otros gastos de la Sociedad. Véase el "Nota 5 (p) a los Estados Financieros Auditados de la Sociedad".

Otros ingresos (egresos), netos

Otros ingresos (egresos), netos principalmente incluye al impuesto a los débitos y créditos bancarios, ganancia por venta de equipos de generación, pérdida por baja de propiedad, planta y equipo, recupero de seguros y otros ingresos y egresos diversos no recurrentes. Véase "Nota 5 (q) a los Estados Financieros Auditados de la Sociedad"

Perdida por deterioro de activos financieros al 31 de diciembre de 2025

Incluye el impacto de las transacciones económicas de diciembre de 2023 y enero de 2024 con CAMMESA que fueron cobradas mediante la entrega de títulos públicos (BONO USD 2038 L.A.). Véase "Nota 10 a los Estados Financieros Auditados

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

de la Sociedad".

Resultados por inversiones en negocios conjuntos

Incluye resultados atribuibles a nuestras tenencias en Vientos Sudamericanos; Vientos Patagónicos y Vientos de Necochea S.A. debido a nuestra participación en los resultados de esas compañías. Véase "Nota 5 (b.2) a los Estados Financieros Auditados 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; (ii) los costos financieros, compuestos por el cargo por intereses, las diferencias y variaciones de cambio, los costos de emisión y los impuestos de retención; y (iii) otros resultados financieros, que comprenden las ganancias y pérdidas por valuación a valor razonable de los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, las diferencias de cambio, netas, y la ganancia (pérdida) por posición monetaria neta de las subsidiarias. Véase la "Nota 5 (r) a los Estados Financieros Auditados de la Sociedad".

Impuesto a las ganancias

El IG incluye el impuesto a las ganancias corriente y el impuesto a las ganancias diferido, en ambos casos, de las operaciones continuadas. La Sociedad reconoce los quebrantos acumulados y otros créditos impositivos como activos por impuesto diferido cuando es probable su deducción de ganancias impositivas futuras. A dichos fines, la Sociedad tiene en cuenta los resultados fiscales y la reversión de pasivos diferencias temporarias proyectados. Véase la "Nota 5 (s) a los Estados Financieros Auditados de la Sociedad".

Utilidad (pérdida) neta del ejercicio

El resultado del ejercicio es la utilidad (pérdida) neta después de la deducción o la suma del impuesto a las ganancias y los ajustes por participaciones minoritarias, según corresponda.

Resultados de las Operaciones

Resultados seleccionados de las operaciones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

En la siguiente tabla se consignan nuestros resultados seleccionados de las operaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2025	**2024**	**Variación (%)**	
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)			
Ingresos por ventas	466.131	292.226	173.905	60%
Costo de ventas	(181.292)	(107.796)	(73.496)	68%
Utilidad bruta	284.839	184.430	100.409	54%
Gastos de comercialización	(5.025)	(3.115)	(1.910)	61%
Gastos de administración	(41.333)	(26.270)	(15.063)	57%
Otros ingresos (egresos), netos	(20.670)	3.328	(23.998)	(721%)
Resultados por participaciones en negocios conjuntos	(1.020)	(3.587)	2.567	(72%)
Perdida por deterioro de activos financieros	-	(4.682)	4.682	(100%)
Resultados financieros, netos				
Ingresos financieros	8.343	14.506	(6.163)	(42%)
Costos financieros	(118.915)	(54.361)	(64.554)	119%
Otros ingresos (egresos) financieros, netos	74.563	53.282	21.281	40%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	**180.782**	**163.531**	**17.251**	**11%**
Impuesto a las ganancias	(54.535)	(114.839)	60.304	(53%)
Utilidad neta del ejercicio	**126.247**	**48.692**	**77.555**	**159%**
Otros resultados integrales				

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

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2025	2024	Variación (%)	
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)			
Diferencia de cambio por conversión	191.221	92.883	98.338	106%
Total de otros resultados integrales	**191.221**	**92.883**	**98.338**	**106%**
Resultado integral total del ejercicio	**317.468**	**141.575**	**175.893**	**124%**

Ventas

Los ingresos por ventas en 2025 fueron de Ps. 466.131 millones, es decir, Ps. 173.905 millones o un 60% superiores a los Ps. 292.226 millones del 2024. En la siguiente tabla se consigna la composición de nuestras ventas por la fuente de su generación para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2025	2024	Variación (%)	
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)			
Energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	320.054	211.981	108.073	51%
Energía eléctrica de fuentes renovables solares	77.242	28.817	48.425	168%
Energía eléctrica de fuentes convencionales	60.346	43.490	16.856	39%
Comercialización y transporte de gas	5.225	4.262	963	23%
Otros ingresos diversos	3.264	3.676	(412)	-11%
Total ingresos por ventas	466.131	292.226	173.905	60%

Generación de energía de fuentes renovables eólicas: las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas aumentaron en Ps. 108.073 millones, o 51%, de Ps. 211.981 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 320.054 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, fundamentalmente debido al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en dólares y por la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita. Con respecto a la devaluación cambiaria, cabe mencionar, que la variación del tipo de cambio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024 fue de 41% y 28%, respectivamente. El tipo de cambio al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024 fue de Ps. 1.455 y Ps. 1.032, respectivamente. Y el tipo de cambio promedio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024 fue de Ps. 1.243,26 y Ps. 915,25, respectivamente. El volumen de energía eólica generada alcanzó los 3.140 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2025, en comparación con los 2.624 GWh generados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Generación de energía de fuentes renovables solares: las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares aumentaron en Ps 48.425 millones, o 168%, de Ps. 28.817 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 77.242 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, fundamentalmente por la puesta en operaciones del Parque Solar Malargüe I, el parque Solar Anchoris y el Parque Solar San Rafael. El volumen de energía solar generada alcanzó los 897 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2025, en comparación con los 489 GWh generados en mismo ejercicio del 2024.

Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales: las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía de fuentes convencionales aumentaron en Ps. 16.856 millones, o 39%, de Ps. 43.490 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 60.346 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025. Este aumento se debió principalmente al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en Dólares. El volumen total de energía generada por el segmento ascendió al 31 de diciembre de 2025 y 2024 a 155 y 242 GWh, respectivamente.

Comercialización y transporte de gas natural: las ventas de la Sociedad en este segmento aumentaron en Ps. 963 millones, o 23% de Ps. 4.262 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 5.225 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, debido principalmente al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en Dólares.

Costo de ventas

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

El costo de ventas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue de Ps. 181.292 millones, un incremento del 68% en comparación con los Ps. 107.796 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. En la siguiente tabla se consigna la composición de nuestros costos de ventas por segmento por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2025	**2024**	**Variación (%)**	
	(Ps. En millones, a excepción de los porcentajes)			
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	(106.660)	(68.549)	(38.111)	56%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables solares	(29.451)	(10.980)	(18.471)	168%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes convencionales	(41.867)	(26.275)	(15.592)	59%
Costos operativos comercialización y transporte de gas	(3.314)	(1.992)	(1.322)	66%
Costo de ventas	**(181.292)**	**(107.796)**	**(73.496)**	**68%**

Generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas: los costos de venta de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas aumentaron en Ps. 38.111 millones, o 56%, de Ps. 68.549 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 106.660 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, principalmente por el aumento en pesos de las amortizaciones de propiedad, planta y equipo por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados; además de los mayores costos relacionados con la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita.

Generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares aumentaron en Ps. 18.471 millones, o 168%, de Ps. 10.980 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 29.451 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, principalmente por los mayores costos relacionados con la puesta en operaciones del Parque Solar Malargüe I, del parque Solar Anchoris y del Parque Solar San Rafael.

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. 15.592 millones, o 59%, de Ps. 26.275 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 41.867 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, debido principalmente al aumento de las amortizaciones de la propiedad, planta y equipo destinados al segmento por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados. Las centrales térmicas de Bragado II y III brindan energía al SADI a través de la resolución de la SEE N° 21/2016. Por su parte, la central de Cruz Alta, a la fecha del presente Prospecto se encuentra operando bajo la resolución de la SEE N° 400/2025. Dichas centrales se denominan de pico, lo que implica que el principal ingreso consta de la potencia puesta a disposición (PPAD), y de los contratos prevén una remuneración por generación basada en un costo variable de producción más combustible.

Comercialización de gas natural y capacidad de transporte de gas natural: el costo de ventas de la Sociedad proveniente de operaciones en este segmento aumentó Ps. 1.322 millones, o 66%, de Ps. 1.992 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 3.314 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, debido principalmente al efecto de la devaluación cambiaria del peso sobre los costos dolarizados.

Utilidad bruta

La utilidad bruta aumentó Ps. 100.409 millones, o 54%, de Ps. 184.430 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 284.839 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025. Nuestro margen de utilidad bruta fue del 61,1% durante 2025 y del 63,1% durante 2024.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización aumentaron un 61%, pasando de Ps. 3.115 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 5.025 millones al 31 de diciembre de 2025. Las causas del mencionado aumento corresponden principalmente al aumento de los costos laborales por los incrementos salariales en consonancia con la inflación del

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

ejercicio y al aumento de los impuestos tasas y contribuciones por mayores ventas.

Gastos de administración

Los gastos administrativos aumentaron un 57%, pasando de Ps. 26.270 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 41.333 millones al 31 de diciembre de 2025. Dicha variación corresponde principalmente al aumento de los costos laborales por los incrementos salariales y de los costos de los asesores externos en consonancia con la inflación del ejercicio.

Otros ingresos (egresos), netos

Los otros ingresos (egresos), netos ascendieron a Ps. 20.670 millones pérdida al 31 de diciembre de 2025 reflejando una variación del 721% con respecto a los otros ingresos (egresos), netos por Ps. 3.328 millones ganancia del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Los otros egresos incluyen principalmente el impacto contable de la ganancia por venta de equipos de generación que fue menor al 31 de diciembre de 2025 con un impacto de Ps. 1.402 millones mientras al 31 de diciembre de 2024 fue de Ps. 18.813 millones. Por otro lado, la variación también se debe a una pérdida por baja de propiedad planta y equipo que fue de Ps. 18.469 millones al 31 de diciembre de 2025 (principalmente relacionado con el evento climático ocurrido en el Parque Solar Sierras de Ullums) mientras que al 31 de diciembre de 2024 el impacto fue de Ps. 16.149 millones (principalmente por desestimientos relacionados con cargos prioritarios de despacho de energía eléctrica otorgado por CAMMESA). El impuesto a los débitos y créditos bancarios ascendió a Ps.7.501 millones y Ps. 2.896 millones al 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente.

Resultados por participaciones en negocios conjuntos

Los resultados por inversiones a largo plazo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 ascendieron a una pérdida de Ps. 1.020 millones, representando una variación del 72% en comparación con la pérdida de Ps. 3.587 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Dichos resultados se atribuyen a nuestra participación en Vientos de Necochea S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A.

A continuación, se resume la información financiera con respecto a nuestros negocios conjuntos. La información financiera resumida a continuación representa los montos que se muestran en cada uno de los estados financieros del negocio conjunto.

	Para el año finalizado el 31 de diciembre,	
	2025	**2024**
	(en millones de Pesos, excepto porcentajes)	
Vientos Sudamericanos		
Ingresos por ventas (1)	22.608	16.938
Costos de ventas	(8.569)	(6.114)
Gastos de administración	(140)	(85)
Otros egresos, netos	(105)	(244)
Resultados financieros netos	(5.191)	(4.311)
Utilidad neta antes del impuesto a las ganancias	8.603	6.184
Impuesto a las ganancias	(9.676)	(8.041)
(Pérdida) neta del ejercicio (2)	(1.073)	(1.857)
Participación accionaria en los negocios conjuntos	51%	51%
Pérdida por negocios conjuntos	(547)	(947)
Vientos Patagónicos		
Ingresos por ventas (1)	15.340	11.179
Costos de ventas	(5.805)	(4.068)
Gastos de administración	(112)	(70)
Otros egresos, netos	(142)	(147)
Resultados financieros netos	(4.089)	(2.903)
Utilidad antes del impuesto a las ganancias	5.192	3.991
Impuesto a las ganancias	(3.408)	(5.651)
Utilidad (Pérdida) neta del ejercicio (2)	1.784	(1.660)

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

Participación accionaria en los negocios conjuntos	51%	51%
Perdida por negocios conjuntos	910	(847)

Vientos de Necochea		
Ingresos por ventas (1)	12.742	9.917
Costos de ventas	(5.955)	(4.164)
Gastos de administración	(146)	(109)
Otros egresos, netos	(189)	(143)
Resultados financieros netos	(5.523)	(6.300)
Pérdida antes del impuesto a las ganancias	929	(799)
Impuesto a las ganancias	(1.999)	(1.869)
Pérdida neta del ejercicio (2)	(1.070)	(2.668)
Participación accionaria en los negocios	50%	50%
Pérdida por negocios conjuntos	(535)	(1.334)

_____

(1) Para cada empresa, el 100% de las ventas de generación de energía eléctrica se han realizado a CAMMESA.

(2) Para el año terminado el 31 de diciembre de 2025, incluye depreciaciones de propiedad, planta y equipo por un monto de Ps. 5.006 millones, Ps. 3.426 millones y Ps. 2.923 millones correspondiente a Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos de Necochea S.A., respectivamente. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2024, incluye depreciaciones de propiedad, planta y equipo por un monto de Ps. 3.683 millones, Ps. 2.521 millones y Ps. 2.142 millones correspondiente a Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos de Necochea S.A., respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2025, incluye deudas financieras con terceros por un monto de Ps. 73.629 millones, Ps. 50.284 millones y Ps. 40.034 millones correspondiente a Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos de Necochea S.A., respectivamente. Al 31 de diciembre de 2024, incluye deudas financieras con terceros por un monto de Ps. 55.497 millones, Ps. 37.827 millones y Ps. 30.972 millones correspondiente a Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos de Necochea S.A., respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2025, incluye efectivo y equivalentes de efectivo por un monto de Ps. 12.163 millones, Ps. 8.659 millones y Ps. 5.884 millones correspondiente a Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos de Necochea S.A., respectivamente. Al 31 de diciembre de 2024, incluye efectivo y equivalentes de efectivo por un monto de Ps. 7.261 millones, Ps. 5.727 millones y Ps, 5.032 millones correspondiente a Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos de Necochea S.A., respectivamente.

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fueron negativos en Ps. 36.009 millones, respecto de los Ps. 13.427 millones positivos en el ejercicio anterior, lo que representa una variación negativa del 368%. El cargo por costo por intereses se situó en Ps. 112.973 millones en comparación con los Ps. 47.318 millones del ejercicio anterior debido principalmente al efecto de la variación del tipo de cambio sobre los intereses dolarizados y por un aumento en el total de la deuda que devenga intereses. El cargo por diferencia de cambio se situó en Ps. 67.594 millones en comparación con los Ps. 18.905 millones del ejercicio anterior. Con respecto a la devaluación cambiaria, cabe mencionar, que la variación del tipo de cambio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024 fue de 41% y 28%, respectivamente. El tipo de cambio al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024 fue de Ps. 1.455 y Ps. 1.032, respectivamente. Y el tipo de cambio promedio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024 fue de Ps. 1.243,26 y Ps. 915,25, respectivamente. Por otro lado, es pertinente aclarar que los saldos a cobrar por venta de energía a CAMMESA son liquidados en pesos al tipo de cambio vigente al vencimiento 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 Compañía 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. Tanto los ingresos financieros como los costos financieros aumentaron principalmente debido al efecto de la devaluación cambiaria sobre conceptos denominados en dólares.

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

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2025	**2024**	**Variación (%)**	
	(Ps. En millones, a excepción de los porcentajes)			
Ingresos financieros				
Intereses y otros	7.300	10.576	(3.276)	(-31%)
Intereses comerciales	1.043	3.930	(2.887)	(-73%)
	8.343	**14.506**	**(6.163)**	**(-42%)**
Costos financieros				
Intereses	(112.973)	(47.318)	(65.655)	139%
Diversos	(5.942)	(7.043)	1.101	(-16%)
	(118.915)	**(54.361)**	**(64.554)**	**119%**
Otros ingresos (egresos) financieros, netos				
Resultados de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	4.293	31.184	(26.891)	(-86%)
Diferencias de cambio, netas	67.594	18.905	48.689	258%
Resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda	2.676	3.193	(517)	(-16%)
	74.563	**53.282**	**21.281**	**40%**
Resultados financieros netos	**(36.009)**	**13.427**	**(49.436)**	**(-368%)**

Impuesto a las ganancias

El cargo por impuesto a las ganancias al 31 de diciembre de 2025 asciende a una pérdida de Ps. 54.535 millones en comparación con la pérdida de Ps. 114.839 millones en 2024. La variación corresponde principalmente a: i) al efecto del ajuste fiscal en el poder adquisitivo de la moneda, ii) una menor utilidad impositiva y iii) a diferencia de conversión, que se encuentran relacionadas principalmente con el impacto en cada ejercicio de la devaluación y del ajuste por inflación impositivo. Cabe mencionar que la devaluación del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024 fue de 41% y 28%, respectivamente; mientras que la inflación de esos mismos ejercicios fue de 32% y 117%, respectivamente.

Utilidad neta del ejercicio

Nuestra utilidad neta por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue de Ps. 126.247 millones, en comparación con la utilidad neta de Ps. 48.692 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Los principales motivos que generaron la variación en la utilidad neta del ejercicio se detallaron en las explicaciones incluidas en los rubros anteriores.

Resultado integral total del ejercicio

Los resultados integrales totales por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fueron de Ps. 317.468 millones ganancia en comparación con la ganancia de Ps. 141.575 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. La variación entre ambos ejercicios, que ascendió a Ps. 175.893 millones, corresponde principalmente a los factores indicados en el apartado anterior más el efecto generado en los Otros resultados integrales por la variación en el tipo de cambio del 41% en el año corriente versus una devaluación de 28% en el año anterior.

Resultado del segmento

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2025	**2024**	**Variación (%)**	
	(Ps. En millones, a excepción de los porcentajes)			
Resultado del segmento				
Fuentes Renovables Eólicas	214.474	129.095	85.379	66,1%
Fuentes Renovables Solares	33.038	9.009	24.029	266,7%

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

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2025	2024	Variación (%)	
	(Ps. En millones, a excepción de los porcentajes)			
Fuentes Convencionales	17.923	35.592	(17.669)	(-49,6%)
Comercialización y Transporte de Gas	1.911	2.270	(359)	(-15,8%)
Total	**267.346**	**175.966**	**91.380**	**51,9%**

Resultado del segmento de Fuentes Renovables Eólicas: el resultado del segmento de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas aumentó en Ps. 85.379 millones, o 66,1%, de Ps. 129.095 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 214.474 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025. Este aumento se explica principalmente por los factores mencionados más abajo relacionados con los ingresos por venta y el costo de ventas de este segmento. Además, para el año terminado el 31 de diciembre de 2024 hubo impacto contable relacionado con pérdida por baja de propiedades, planta y equipo de Ps. 7.160 millones y pérdida por deterioro de activos financieros de Ps. 2.383 millones que no ocurrieron durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025. Asimismo, nuestra pérdida por negocios conjuntos para el año terminado el 31 de diciembre de 2025 fue una pérdida de Ps. 1.020 millones, una variación de Ps. 2.567 millones en comparación con una pérdida de Ps. 3.587 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2024. Dichos resultados son atribuibles a nuestras participaciones de capital en Vientos de Necochea, Vientos Patagónicos y Vientos Sudamericanos.

Las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas aumentaron en Ps. 108.073 millones, o 51%, de Ps. 211.981 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 320.054 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, fundamentalmente debido al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en dólares y por la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita. Con respecto a la devaluación cambiaria, cabe mencionar, que la variación del tipo de cambio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024 fue de 41% y 28%, respectivamente. El tipo de cambio al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024 fue de Ps. 1.455 y Ps. 1.032, respectivamente. Y el tipo de cambio promedio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024 fue de Ps. 1.243,26 y Ps. 915,25, respectivamente. El volumen de energía eólica generada alcanzó los 3.140 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2025, en comparación con los 2.624 GWh generados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Los costos de venta de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas aumentaron en Ps. 38.111 millones, o 56%, de Ps. 68.549 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 106.660 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, principalmente por el aumento en pesos de las amortizaciones de propiedad, planta y equipo por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados; además de los mayores costos relacionados con la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita.

Resultado del segmento de Fuentes Renovables Solares: el resultado del segmento de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares aumentó en Ps. 24.029 millones, o 266,7%, de Ps. 9.009 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 33.038 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025. Este aumento se explica principalmente por los factores mencionados más abajo relacionados con los ingresos por venta y el costo de ventas de este segmento. A su vez, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2025 se reconoció una ganancia por recupero de seguros por un Ps. 3.694 millones. Esto fue parcialmente compensado por la diferencia en la pérdida por baja de propiedades, planta y equipo que fue de Ps. 18.469 millones durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2025, relacionada con los efectos económicos del evento climático en el Parque Solar Sierras de Ullum, mientras que durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue de Ps. 8.828 millones, corresponde a disminuciones asociadas a proyectos desistidos relacionados con cargos prioritarios de despacho de energía eléctrica otorgados por CAMMESA.

Las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares aumentaron en Ps 48.425 millones, o 168%, de Ps. 28.817 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 77.242 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, fundamentalmente por la puesta en operaciones del Parque Solar Malargüe I, el parque Solar Anchoris y el Parque Solar San Rafael. El volumen de energía solar generada alcanzó los 897 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2025, en comparación con los 489 GWh generados en mismo ejercicio del 2024.

Los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares aumentaron en Ps. 18.471 millones, o 168%, de Ps. 10.980 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a

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

Ps. 29.451 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, principalmente por los mayores costos relacionados con la puesta en operaciones del Parque Solar Malargüe I, del parque Solar Anchoris y del Parque Solar San Rafael.

Resultado del segmento de Fuentes Convencionales: el resultado del segmento de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales disminuyó en Ps. 17.669 millones, o 49,6%, de Ps. 35.592 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 17.923 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025. Este aumento se explica principalmente por los factores mencionados más abajo relacionados con los ingresos por venta y el costo de ventas de este segmento. Además, durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, se reconoció una pérdida por deterioro de activos financieros de Ps. 2.299 millones que no ocurrió durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025

Las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía de fuentes convencionales aumentaron en Ps. 16.856 millones, o 39%, de Ps. 43.490 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 60.346 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025. Este aumento se debió principalmente al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en Dólares. El volumen total de energía generada por el segmento ascendió al 31 de diciembre de 2025 y 2024 a 155 y 242 GWh, respectivamente.

Los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales aumentaron Ps. 15.592 millones, o 59%, de Ps. 26.275 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 41.867 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, debido principalmente al aumento de las amortizaciones de propiedad, planta y equipo destinados al segmento por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados. Las centrales térmicas de Bragado II y III brindan energía al SADI a través de la resolución 21. Por su parte, la central de Cruz Alta, a la fecha del presente Prospecto se encuentra operando bajo la resolución de la Resolución 400/2025. Dichas centrales se denominan de pico, lo que implica que el principal ingreso consta de la potencia puesta a disposición (PPAD), y de los contratos prevén una remuneración por generación basada en un costo variable de producción más combustible.

Resultado del segmento de Comercialización y transporte de gas: el resultado del segmento de la Sociedad en el segmento de comercialización y transporte de gas disminuyó en Ps. 359 millones, o 15,8%, de Ps. 2.270 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 1.911 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025. Esta disminución se explica principalmente por los factores mencionados más abajo relacionados con los ingresos por venta y el costo de ventas de este segmento.

Las ventas de la Sociedad en este segmento aumentaron en Ps. 963 millones, o 23% de Ps. 4.262 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 5.225 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, debido principalmente al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en Dólares.

El costo de ventas de la Sociedad proveniente de operaciones en este segmento aumentó Ps. 1.322 millones, o 66%, de Ps. 1.992 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 3.314 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, debido principalmente al efecto de la devaluación cambiaria del peso sobre los costos dolarizados

Resultados seleccionados de las operaciones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

En la siguiente tabla se consignan nuestros resultados seleccionados de las operaciones por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2024	**2023**	**Variación (%)**	
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)			
Ingresos por ventas	292.226	95.922	196.304	205%
Costo de ventas	(107.796)	(33.297)	(74.499)	224%
Utilidad bruta	**184.430**	**62.625**	**121.805**	**194%**
Gastos de comercialización	(3.115)	(1.182)	(1.933)	164%
Gastos de administración	(26.270)	(11.447)	(14.823)	129%
Otros ingresos (egresos), netos	3.328	(1.123)	4.451	(396) %
Resultados por inversiones en negocios conjuntos	(3.587)	1.727	(5.314)	(308) %

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

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2024	2023	Variación (%)	
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)			
Perdidas por deterioro de activos fijos	(4.682)	-	(4.682)	100%
Resultados financieros, netos				
Ingresos financieros	14.506	9.913	4.593	46%
Costos financieros	(54.361)	(17.207)	(37.154)	216%
Otros ingresos (egresos) financieros, netos	53.282	(4.879)	58.161	1.192%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	**163.531**	**38.427**	**125.104**	**326%**
Impuesto a las ganancias	(114.839)	(1.928)	(112.911)	5.856%
Utilidad neta del ejercicio	**48.692**	**36.499**	**12.193**	**33%**
Otros resultados integrales				
Diferencia de cambio por conversión	92.883	210.229	(117.396)	(56)%
Total de otros resultados integrales	**92.883**	**210.229**	**(117.396)**	**(56)%**
Resultado integral total del ejercicio	**141.575**	**246.728**	**(105.203)**	**(43)%**

Ventas

Las ventas en 2024 fueron de Ps. 292.226 millones, es decir, Ps. 196.304 millones o un 205% superiores a los Ps. 95.922 millones del 2023. En la siguiente tabla se consigna la composición de nuestras ventas por la fuente de su generación para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2024	2023	Variación (%)	
	(en millones de Ps., a excepción de los porcentajes)			
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	**211.981**	**69.336**	**142.645**	**206%**
Generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares	**28.817**	**7.683**	**21.134**	**275%**
Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	**43.490**	**15.195**	**28.295**	**186%**
Comercialización y transporte de gas	**4.262**	**2.564**	**1.698**	**66%**
Otros ingresos diversos	**3.676**	**1.144**	**2.532**	**221%**
Ingresos por ventas	**292.226**	**95.922**	**196.304**	**205%**

Generación de energía de fuentes renovables eólicas: las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas aumentaron en Ps. 142.645 millones, o 206%, de Ps. 69.336 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 211.981 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, fundamentalmente debido al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en dólares y por la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita. Con respecto a la devaluación cambiaria, cabe mencionar, que la variación del tipo de cambio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de 28% y 356%, respectivamente. El tipo de cambio al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de Ps. 1.032 y Ps. 808,45, respectivamente. Y el tipo de cambio promedio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de Ps. 915,25 y Ps. 293,06, respectivamente. El volumen de energía eólica generada alcanzó los 2.624 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024, en comparación con los 2.382 GWh generados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

Generación de energía de fuentes renovables solares: las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares aumentaron en Ps 21.134 millones, o 275%, de Ps. 7.683 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 28.817 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, fundamentalmente por la puesta en operaciones del Parque Solar Sierras de Ullum y del Parque Solar Tocota III . El volumen de energía solar generada alcanzó los 489 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024, en comparación con los 356 GWh generados en mismo ejercicio del 2023.

Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales: las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía de fuentes convencionales aumentaron en Ps. 28.295 millones, o 186%, de Ps. 15.195 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 43.490 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Este aumento se debió principalmente al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en Dólares. El volumen

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

total de energía generada por el segmento ascendió al 31 de diciembre de 2024 y 2023 a 242 y 347 GWh, respectivamente.

Comercialización y transporte de gas natural: las ventas de la Sociedad en este segmento aumentaron en Ps. 1.698 millones, o 66% de Ps. 2.564 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 4.262 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, debido principalmente al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en Dólares.

Costo de ventas

El costo de ventas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue de Ps. 107.796 millones, un incremento del 224% en comparación con los Ps. 33.297 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. En la siguiente tabla se consigna la composición de nuestros costos de ventas por segmento por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 y 2024:

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2024	**2023**	**Variación (%)**	
	(Ps. En millones, a excepción de los porcentajes)			
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables eólicas	(68.549)	(20.433)	(48.116)	235%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes renovables solares	(10.980)	(2.862)	(8.118)	284%
Costos operativos generación energía eléctrica de fuentes convencionales	(23.871)	(8.786)	(15.085)	172%
Costos operativos comercialización y transporte de gas	(362)	(657)	295	-45%
Compras para generación de energía eléctrica de fuentes convencionales	(2.404)	(350)	(2.054)	587%
Compras para comercialización y transporte de gas	(1.630)	(209)	(1.421)	680%
Costo de ventas	**(107.796)**	**(33.297)**	**(74.499)**	**224%**

Generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas: los costos de venta de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas aumentaron en Ps. 48.116 millones, o 235%, de Ps. 20.433 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 68.549 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, principalmente por el aumento en pesos de las amortizaciones de propiedad, planta y equipo por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados; además de los mayores costos relacionados con la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita.

Generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares aumentaron en Ps. 8.118 millones, o 284%, de Ps. 2.862 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 10.980 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, principalmente por los mayores costos relacionados con la puesta en operaciones del Parque Solar Sierras de Ullum y del Parque Solar Tocota III.

Generación de energía eléctrica de fuentes convencionales: los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales aumentaron en Ps. 17.139 millones, o 188%, de Ps. 9.136 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 26.275 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, debido principalmente al aumento de las amortizaciones de propiedad, planta y equipo destinados al segmento por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados. Las centrales térmicas de Bragado II y III brindan energía al SADI a través de la resolución de la SEE N° 21/2016. Por su parte, la central de Cruz Alta, a la fecha del presente Prospecto se encuentra operando bajo la resolución de la SEE N° 400/2025. Dichas centrales se denominan de pico, lo que implica que el principal ingreso consta de la potencia puesta a disposición (PPAD), y de los contratos prevén una remuneración por generación basada en un costo variable de producción más combustible.

Comercialización de gas natural y capacidad de transporte de gas natural: el costo de ventas de la Sociedad proveniente de operaciones en este segmento aumentó en Ps. 1.126 millones, o 130%, de Ps. 866 millones por el ejercicio finalizado el

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

31 de diciembre de 2023 a Ps. 1.992 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, debido principalmente al efecto de la devaluación cambiaria del peso sobre los costos dolarizados.

Utilidad bruta

La utilidad bruta aumentó en Ps. 121.805 millones, o 194%, pasando de Ps. 62.625 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 184.430 millones al 31 de diciembre de 2024. Nuestro margen de utilidad bruta fue del 63,1% durante 2024 y del 65,3% durante 2023.

Gastos de comercialización

Los gastos de comercialización aumentaron un 164%, pasando de Ps. 1.182 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 3.115 millones al 31 de diciembre de 2024. Las causas del mencionado aumento corresponden principalmente al aumento de los costos laborales por los incrementos salariales en consonancia con la inflación del ejercicio y al aumento de los impuestos tasas y contribuciones por mayores ventas.

Gastos de administración

Los gastos administrativos aumentaron un 129%, pasando de Ps. 11.447 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 26.270 millones al 31 de diciembre de 2024. Dicha variación corresponde principalmente al aumento de los costos laborales por los incrementos salariales y de los costos de los asesores externos en consonancia con la inflación del ejercicio.

Otros ingresos (egresos), netos

Los otros ingresos (egresos), netos ascendieron a Ps. 3.328 millones ganancia al 31 de diciembre de 2024 reflejando una variación del 396% con respecto a los otros ingresos (egresos), netos por Ps. 1.123 millones pérdida del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Los otros egresos incluyen principalmente el impacto contable del reconocimiento del desistimiento de la prioridad de despacho comunicado a CAMMESA que asciende a Ps. 12.589 millones y el resultado de la venta por los equipos de generación asociados a la Central Térmica de Las Armas y Concepción del Uruguay, Paraná, Matheu y Olavarría por Ps. 18.813 millones al 31 de diciembre de 2024. El impuesto a los débitos y créditos bancarios ascendió a Ps. 2.896 millones y Ps. 1.127 millones al 31 de diciembre de 2024 y 2023, respectivamente.

Resultados por participaciones en negocios conjuntos

Los resultados por inversiones a largo plazo por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 ascendieron a una pérdida de Ps. 3.587 millones, representando una variación negativa del 308% en comparación con la ganancia de Ps. 1.727 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Dichos resultados se atribuyen a a nuestra participación en Vientos de Necochea S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A.

A continuación, se resume la información financiera con respecto a nuestros negocios conjuntos. La información financiera resumida a continuación representa los montos que se muestran en cada uno de los estados financieros del negocio conjunto.

	Para el año finalizado el 31 de diciembre,	
	2024	**2023**
	(en millones de Pesos, excepto porcentajes)	
Vientos Sudamericanos		
Ingresos por ventas (1)	16.938	6.000
Costos de ventas	(6.114)	(2.008)
Gastos de administración	(85)	(38)
Otros egresos, netos	(244)	(93)
Resultados financieros netos	(4.311)	(1.561)
Utilidad antes del impuesto a las ganancias	6.184	2.300
Impuesto a las ganancias	(8.041)	222
(Pérdida) utilidad neta del ejercicio (2)	(1.857)	2.522
Participación accionaria en los negocios conjuntos	51%	51%

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

Pérdida por negocios conjuntos	(947)	1.286
Vientos Patagónicos		
Ingresos por ventas (1)	11.179	3.440
Costos de ventas	(4.068)	(1.325)
Gastos de administración	(70)	(32)
Otros egresos, netos	(147)	(58)
Resultados financieros netos	(2.903)	(1.099)
Utilidad antes del impuesto a las ganancias	3.991	926
Impuesto a las ganancias	(5.651)	(432)
(Pérdida) utilidad neta del ejercicio (2)	(1.660)	494
Participación accionaria en los negocios conjuntos	51%	51%
Perdida por negocios conjuntos	(847)	252
Vientos de Necochea		
Ingresos por ventas (1)	9.917	3.696
Costos de ventas	(4.164)	(1.314)
Gastos de administración	(109)	(51)
Otros egresos, netos	(143)	(66)
Resultados financieros netos	(6.300)	(3.076)
Pérdida neta antes del impuesto a las ganancias	(799)	(811)
Impuesto a las ganancias	(1.869)	(286)
Pérdida neta del ejercicio (2)	(2.668)	(1.097)
Participación accionaria en los negocios conjuntos	50%	50%
Pérdida por negocios conjuntos	(1.334)	(549)

_____

(1) Para cada empresa, el 100% de las ventas de generación de energía eléctrica se han realizado a CAMMESA.

(2) Para el año terminado el 31 de diciembre de 2024, incluye depreciaciones de propiedad, planta y equipo por un monto de Ps. 3.683 millones, Ps. 2.521 millones y Ps. 2.142 millones correspondiente a Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos de Necochea S.A., respectivamente. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2023, incluye depreciaciones de propiedad, planta y equipo por un monto de Ps. 1.179 millones, Ps. 806 millones y Ps. 696 millones correspondiente a Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos de Necochea S.A., respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2024, incluye deudas financieras con terceros por un monto de Ps. 55.497 millones, Ps. 37.827 millones y Ps. 30.972 millones correspondiente a Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos de Necochea S.A., respectivamente. Al 31 de diciembre de 2023, incluye deudas financieras con terceros por un monto de Ps. 45.621 millones, Ps. 31.103 millones y Ps. 26.062 millones correspondiente a Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos de Necochea S.A., respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2024, incluye efectivo y equivalentes de efectivo por un monto de Ps. 7.261 millones, Ps. 5.727 millones y Ps. 5.032 millones correspondiente a Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos de Necochea S.A., respectivamente. Al 31 de diciembre de 2023, incluye efectivo y equivalentes de efectivo por un monto de Ps. 5.891 millones, Ps. 3.984 millones y Ps. 3.135 millones correspondiente a Vientos Sudamericanos Chubut Norte IV S.A., Vientos Patagónicos Chubut Norte III S.A. y Vientos de Necochea S.A., respectivamente.

Perdida por deterioro de activos financieros al 31 de diciembre de 2024

Al 31 de diciembre de 2024 se reconoció un deterioro de activos financieros por Ps. 4.682 millones debido a que las transacciones económicas de diciembre 2023 y enero 2024 con CAMMESA fueron cobradas mediante la entrega de títulos públicos (BONO US$ 2038 L.A. que cotizaban bajo la par).

Resultados financieros, netos

Los resultados financieros netos correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fueron positivos en Ps.

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

13.427 millones, respecto de los Ps. 12.173 millones negativos en el ejercicio anterior, lo que representa una variación negativa del 210%. El cargo por diferencia de cambio se situó en Ps. 18.905 millones en comparación con los Ps. (12.677) millones del ejercicio anterior. Con respecto a la devaluación cambiaria, cabe mencionar, que la variación del tipo de cambio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de 28% y 356%, respectivamente. El tipo de cambio al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de Ps. 1.032 y Ps. 808,45, respectivamente. Y el tipo de cambio promedio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de Ps. 915,25 y Ps. 293,06, respectivamente. Por otro lado, es pertinente aclarar que los saldos a cobrar por venta de energía a CAMMESA son liquidados en pesos al tipo de cambio vigente al vencimiento 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 Compañía 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. Tanto los ingresos financieros como los costos financieros aumentaron principalmente debido al efecto de la devaluación cambiaria sobre conceptos denominados en dólares.

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2024	**2023**	**Variación (%)**	
	(Ps. En millones, a excepción de los porcentajes)			
Ingresos financieros				
Intereses y otros	10.576	7.585	2.991	39%
Intereses comerciales	3.930	2.328	1.602	69%
	14.506	**9.913**	**4.593**	**46%**
Costos financieros			-	
Intereses	(47.318)	(15.889)	(31.429)	198%
Diversos	(7.043)	(1.318)	(5.725)	434%
	(54.361)	**(17.207)**	**(37.154)**	**216%**
Otros ingresos (egresos) financieros, netos				
Resultados de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	31.184	7.533	23.651	314%
Diferencias de cambio, netas	18.905	(12.677)	31.582	(249)%
Resultado por exposición a los cambios en el poder adquisitivo de la moneda	3.193	265	2.928	1.105%
	53.282	**(4.879)**	**58.161**	**(1.192)%**
Resultados financieros netos	**13.427**	**(12.173)**	**25.600**	**(210)%**

Impuesto a las ganancias

El cargo por impuesto a las ganancias al 31 de diciembre de 2024 asciende a una pérdida de Ps. 114.839 millones en comparación con la pérdida de Ps. 1.928 millones en 2023. La variación corresponde principalmente a: i) al efecto del ajuste fiscal en el poder adquisitivo de la moneda, y ii) a diferencia de conversión, que se encuentran relacionadas principalmente con el impacto en cada ejercicio de la devaluación y del ajuste por inflación impositivo. Cabe mencionar que la devaluación del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de 28% y 356%, respectivamente; mientras que la inflación de esos mismos ejercicios fue de 117% y 211%, respectivamente.

Utilidad neta del ejercicio

Nuestra utilidad neta por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue de Ps. 48.692 millones, en comparación con la utilidad neta de Ps. 36.499 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. Los principales motivos que generaron la variación en la utilidad neta del ejercicio se detallaron en las explicaciones incluidas en los rubros anteriores.

Resultado integral total del ejercicio

Los resultados integrales totales por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fueron de Ps. 141.575 millones

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

ganancia en comparación con la ganancia de Ps. 246.728 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. La variación entre ambos ejercicios, que ascendió a Ps. 105.153 millones, corresponde principalmente a los factores indicados en el apartado anterior más el efecto generado en los Otros resultados integrales por la variación en el tipo de cambio del 28% en el año corriente versus una devaluación de 356% en el año anterior.

Resultado del segmento

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2024	2023	Variación (%)	
	(Ps. En millones, a excepción de los porcentajes)			
Resultado del segmento				
Fuentes Renovables Eólicas	129.095	50.630	78.465	155,0%
Fuentes Renovables Solares	9.009	4.821	4.188	86,9%
Fuentes Convencionales	35.592	6.606	28.986	438,8%
Comercialización y Transporte de Gas	2.270	1.698	572	33,7%
Total	175.966	63.755	112.211	176,0%

Resultado del segmento de Fuentes Renovables Eólicas: el resultado del segmento de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas aumentó en Ps. 78.465 millones, o 155,0%, de Ps. 50.630 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 129.095 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Este aumento se explica principalmente por los factores mencionados más abajo relacionados con los ingresos por venta y el costo de ventas de este segmento. Esto fue parcialmente compensado por la pérdida por baja de propiedades, planta y equipo de Ps. 7.160 millones y pérdida por deterioro de activos financieros de Ps. 2.383 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2024. Asimismo, nuestra (pérdida) utilidad de negocios conjuntos para el año terminado el 31 de diciembre de 2024 fue una pérdida de Ps. 3.587 millones, una variación de Ps. 5.314 millones en comparación con una utilidad de Ps. 1.727 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2023. Dichos resultados son atribuibles a nuestras participaciones de capital en Vientos de Necochea, Vientos Patagónicos y Vientos Sudamericanos.

Las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas aumentaron en Ps 142.645 millones, o 206%, de Ps. 69.336 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 211.981 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, fundamentalmente debido al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en dólares y por la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita. Con respecto a la devaluación cambiaria, cabe mencionar, que la variación del tipo de cambio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de 28% y 356%, respectivamente. El tipo de cambio al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de Ps. 1.032 y Ps. 808,45, respectivamente. Y el tipo de cambio promedio del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023 fue de Ps. 915,25 y Ps. 293,06, respectivamente. El volumen de energía eólica generada alcanzó los 2.624 GWh en el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024, en comparación con los 2.382 GWh generados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023.

Los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables eólicas aumentaron en Ps. 48.116 millones, o 235%, de Ps. 20.433 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 68.549 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, principalmente por el aumento en pesos de las amortizaciones de propiedad, planta y equipo por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados; además de los mayores costos relacionados con la puesta en operaciones del Parque Eólico La Elbita.

Resultado del segmento de Fuentes Renovables Solares: el resultado del segmento de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares aumentó en Ps. 4.188 millones, o 86,9%, de Ps. 4.821 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 9.009 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Este aumento se explica principalmente por los factores mencionados más abajo relacionados con los ingresos por venta y el costo de ventas de este segmento. Esto fue parcialmente compensado por la pérdida por baja de propiedades, planta y equipo de Ps. 8.828 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2024.

Las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares aumentaron en Ps 21.134 millones, o 275%, de Ps. 7.683 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 28.817 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, fundamentalmente por la puesta en operaciones del Parque Solar Sierras de Ullum y del Parque Solar Tocota III . El volumen de energía solar generada alcanzó los 489 GWh en el ejercicio

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

finalizado al 31 de diciembre de 2024, en comparación con los 356 GWh generados en el mismo ejercicio del 2023.

Los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes renovables solares aumentaron en Ps. 8.118 millones, o 284%, de Ps. 2.862 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 10.980 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, principalmente por los mayores costos relacionados con la puesta en operaciones del Parque Solar Sierras de Ullum y del Parque Solar Tocota III.

Resultado del segmento de Fuentes Convencionales: el resultado del segmento de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales aumentó en Ps. 28.986 millones, o 438,8%, de Ps. 6.606 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 35.592 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Este aumento se explica principalmente por los factores mencionados más abajo relacionados con los ingresos por venta y el costo de ventas de este segmento, así como la ganancia por la venta de los equipos de generación asociados a las centrales Las Armas, Concepción del Uruguay, Paraná, Matheu y Olavarría por Ps. 18.813 millones reconocida durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, mientras que durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 la ganancia por la venta de los equipos de generación asociados a la Central Térmica Las Armas fue de Ps. 547 millones.

Las ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía de fuentes convencionales aumentaron en Ps. 28.295 millones, o 186%, de Ps. 15.195 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 43.490 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Este aumento se debió principalmente al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en Dólares. El volumen total de energía generada por el segmento ascendió al 31 de diciembre de 2024 y 2023 a 242 y 347 GWh, respectivamente.

Los costos de ventas de la Sociedad en el segmento de generación de energía eléctrica de fuentes convencionales aumentaron en Ps. 17.139 millones, o 188%, de Ps. 9.136 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 26.275 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, debido principalmente al aumento de las amortizaciones de propiedad, planta y equipo destinados al segmento por efecto de la variación del tipo de cambio sobre activos dolarizados. Las centrales térmicas de Bragado II y III brindan energía al SADI a través de la resolución de la SEE N° 21/2016. Por su parte, la central de Cruz Alta, a la fecha del presente Prospecto se encuentra operando bajo la resolución de la SEE N° 400/2025. Dichas centrales se denominan de pico, lo que implica que el principal ingreso consta de la potencia puesta a disposición (PPAD), y de los contratos prevén una remuneración por generación basada en un costo variable de producción más combustible.

Resultado del segmento de Comercialización y transporte de gas natural: el resultado del segmento de la Sociedad en el segmento de comercialización y transporte de gas aumentó en Ps. 572 millones, o 33,7%, de Ps. 1.698 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 2.270 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Este aumento se explica principalmente por los factores mencionados más abajo relacionados con los ingresos por venta y el costo de ventas de este segmento.

Las ventas de la Sociedad en este segmento aumentaron en Ps. 1.698 millones, o 66% de Ps. 2.564 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 4.262 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, debido principalmente al efecto de la devaluación cambiaria sobre tarifas denominadas en Dólares.

El costo de ventas de la Sociedad proveniente de operaciones en este segmento aumentó en Ps. 1.126 millones, o 130%, de Ps. 866 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 a Ps. 1.992 millones por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, debido principalmente al efecto de la devaluación cambiaria del peso sobre los costos dolarizados.

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.
Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad registró Ps. 46.362 millones en efectivo y equivalentes de efectivo mantenidos por subsidiarias que no se encuentran disponibles para su utilización por parte de la Sociedad. Estos saldos representan fondos restringidos bajo acuerdos de financiamiento de proyectos que, entre otros requisitos, obligan a mantener cuentas de reserva que cubran los próximos doce meses de pagos de servicio de deuda. Para información adicional, véase las notas 5.i.2.1 y 5.i.2.2 de los Estados Financieros Auditados.

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

Las fuentes principales de liquidez y recursos de capital de la Sociedad son los fondos generados por las actividades operativas, principalmente la generación de energía eléctrica; los ingresos financieros provenientes de la inversión del efectivo y los fondos disponibles de la Sociedad; el acceso a los mercados de capitales de deuda y, en menor medida, al mercado de deuda bancaria.

Al 31 de diciembre de 2025, registrábamos un capital de trabajo negativo (calculado como activos corrientes consolidados menos pasivos corrientes consolidados) de Ps. 170.827 millones. Esta situación se debe principalmente a la porción de corto plazo de las obligaciones financieras y compromisos contractuales para la construcción de nuevos parques renovables que se llevaron a cabo durante los últimos años. En relación con los compromisos financieros, las obligaciones de corto plazo están principalmente asociadas a las Obligaciones Negociables emitidas en el mercado de capitales local, así como los pasivos vinculados al desarrollo de los nuevos proyectos de la Compañía conforme se describe en los párrafos siguientes (ver Nota 7.3.3 a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2025).

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2025, la Compañía había registrado una posición fiscal incierta, lo cual explica parcialmente el capital de trabajo negativo de la Compañía a dicha fecha. Véanse las notas 4.b y 4.s de los Estados Financieros Auditados. Si bien la provisión impositiva se registra como un pasivo corriente, la Compañía no espera que esto tenga un impacto en sus flujos de efectivo en el futuro previsible.

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía contaba con cuatro proyectos de energía solar y un proyecto BESS en construcción, que se espera que añadan 239 MW de capacidad instalada una vez completados: (i) el parque solar San Rafael (30 MW pendientes, mientras que 150 MW alcanzaron la puesta en servicio comercial en diciembre de 2025 y febrero de 2026); (ii) el parque solar San Juan Sur (129,2 MW); (iii) el parque solar Lincoln (20 MW); (iv) el parque solar Junín (20 MW); y el proyecto BESS Maschwitz (40 MW). A la fecha de este prospecto, la Compañía ha recibido US$ 28 millones de obligaciones negociables, ha firmado préstamos con bancos locales por US$ 64 millones y ha celebrado un acuerdo de financiación por US$ 185 millones con IDB Invest bajo una estructura de préstamo A/B. Esta línea de crédito puede aumentarse hasta 320 millones de dólares estadounidenses mediante la incorporación de prestamistas B.

Al respecto, cabe mencionar que, en línea con las proyecciones financieras, el Directorio y la Gerencia de la Compañía consideran que el capital de trabajo negativo es inherente al negocio de la Compañía en tanto continúe con el desarrollo de los nuevos proyectos y se revertirá, entre otros, con financiamiento en el mercado nacional e internacional y los flujos de caja de los proyectos inaugurados desde 2018, que suman una capacidad instalada de 1.7 GW.

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía contaba con líneas de crédito bancarias no comprometidas de aproximadamente US$ 520 millones, disponibles para respaldar futuras necesidades de capital de trabajo.

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía no cuenta con compromisos significativos de inversión de capital más allá de lo informado en el presente prospecto.

Flujos de Efectivo

El cuadro a continuación refleja nuestra posición de efectivo a las fechas indicadas y el efectivo neto generado por (utilizado en) las actividades operativas, de inversión y de financiamiento durante los períodos indicados:

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

	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de		
	2025	**2024**	**2023**
	(en millones of Ps.)		
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	119.674	88.598	20.790
Efectivo neto generado por las actividades operativas	305.829	244.771	68.218
Efectivo neto aplicado a las actividades de inversión	(343.768)	(226.758)	(56.028)
Efectivo neto generado por (aplicado a) las actividades de financiación	361.208	(724)	2.936
Efecto de las variaciones del tipo de cambio sobre el efectivo y equivalentes de efectivo	32.125	13.787	52.682
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	475.068	119.674	88.598

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024

El efectivo generado por las actividades operativas en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue de Ps. 305.829 millones, en comparación con Ps. 244.771 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. El incremento se debe principalmente a: (i) una reducción neta en activos y pasivos por Ps. 22.492 millones, impulsada por aumentos en cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar y en cuentas por pagar comerciales, como consecuencia de mayores ingresos y costos de ventas en 2025 respecto de 2024, así como una disminución en el impuesto a las ganancias a pagar; y (ii) un incremento en diferencias de cambio y otros conceptos por Ps. 54.339 millones, correspondiente a la variación del tipo de cambio al 31 de diciembre de 2025 y 2024 de Ps. 1.455 y Ps. 1.032, respectivamente; lo cual fue parcialmente compensado por mayores gastos financieros por Ps. 65.655 millones, una menor ganancia por venta de equipos de generación por Ps. 17.411 millones, una mayor ganancia neta del ejercicio por Ps. 77.555 millones y una disminución del impuesto a las ganancias por Ps. 60.304 millones.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

El efectivo generado por las actividades operativas en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue de Ps. 244.771 millones, en comparación con Ps. 68.218 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023. El incremento se debe principalmente al impuesto a las ganancias que no insumió fondos operativos y a la pérdida por baja de propiedades, planta y equipo por Ps. 112.911 millones y Ps. 16.149 millones, respectivamente, y a mayores gastos financieros por Ps. 31.429 millones; lo cual fue parcialmente compensado por una menor ganancia neta por Ps. 12.193 millones y disminuciones en activos y pasivos y en diferencias de cambio y otros conceptos por Ps. 10.064 millones y Ps. 18.374 millones, respectivamente.

Efectivo utilizado en actividades de inversión

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024

El efectivo utilizado en actividades de inversión en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue de Ps. 343.768 millones, en comparación con Ps. 226.758 millones en 2024. El incremento se explica principalmente por el efecto neto de los movimientos en activos financieros no considerados efectivo y equivalentes de efectivo, que refleja los ingresos por ventas y vencimientos compensados por nuevas adquisiciones de dichos activos por Ps. 70.304 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, lo cual fue compensado por pagos por adquisiciones de propiedades, planta y equipo que aumentaron en Ps. 159.942 millones, principalmente debido al avance y magnitud de los proyectos desarrollados en

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

2025. En 2024, llevamos a cabo la construcción del Parque Solar Malargüe I y del Parque Eólico La Elbita, que iniciaron operaciones en enero de 2025 y diciembre de 2024, respectivamente. En 2025, finalizamos la construcción de nuestro Parque Solar Anchoris y continuamos con la construcción de los Parques Solares San Rafael y San Juan Sur. Asimismo, los ingresos por venta de propiedades, planta y equipo disminuyeron en Ps. 27.372 millones, de Ps. 30.363 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a Ps. 2.991 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

El efectivo utilizado en actividades de inversión en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue de Ps. 226.758 millones, en comparación con Ps. 56.028 millones en 2023. El incremento se debe principalmente al avance y magnitud de los proyectos desarrollados. En 2024, llevamos a cabo la construcción del Parque Solar Malargüe I, que inició operaciones en enero de 2025, y continuamos con la construcción de nuestros Parques Solares Anchoris y San Rafael. En 2023, esta línea incluía inversiones vinculadas a nuestros Parques Solares Sierras de Ullum. Los pagos por adquisiciones de propiedades, planta y equipo aumentaron en Ps. 149.734 millones y los movimientos en inversiones en activos financieros no considerados efectivo y equivalentes de efectivo disminuyeron en Ps. 49.233 millones. Todo ello fue parcialmente compensado por los ingresos provenientes de la venta de propiedades, planta y equipo, que aumentaron en Ps. 29.584 millones.

Efectivo generado por (utilizado en) actividades de financiación

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024

El efectivo generado por las actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue de Ps. 361.208 millones, en comparación con el efectivo utilizado en actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 de Ps. 724 millones. Esta variación se debió principalmente a: (i) la emisión de las Obligaciones Negociables Clase XLVIII y Clase XLIX; (ii) la cancelación total del préstamo bancario con Eurobanco Bank correspondiente al Parque Eólico Loma Blanca IV; (iii) la cancelación parcial del financiamiento de proyecto de ciertas subsidiarias y del préstamo corporativo con Nederlandse Financierings-Maatschappij Voor Ontwikkelingslanden NV ("FMO") y Development Finance Institute Canada (DFIC) Inc. ("FINDEV"); (iv) la cancelación total de las Obligaciones Negociables Clase XL y Clase XXXI; (v) los desembolsos del préstamo corporativo con FINDEV, Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Économique S.A. ("PROPARCO") y FMO recibidos para financiar los proyectos en curso; y (vi) los desembolsos del préstamo con Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U. Los ingresos por emisión de obligaciones negociables aumentaron en Ps. 460.764 millones, los pagos de obligaciones negociables aumentaron en Ps. 201.047 millones, los ingresos por préstamos aumentaron en Ps. 159.825 millones, el sobregiro bancario neto aumentó en Ps. 19.097 millones y los pagos de préstamos aumentaron en Ps. 29.061 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 respecto del ejercicio anterior, en función de los vencimientos aplicables.

Ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023

El efectivo utilizado en actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue de Ps. 724 millones, en comparación con el efectivo generado por actividades de financiamiento en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 de Ps. 2.936 millones. Esta variación se debió principalmente a: (i) la emisión de las Obligaciones Negociables Serie XLIII, XLVI y XLVII; (ii) la cancelación del préstamo corporativo con KFW, las Obligaciones Negociables Serie XXXIV y XXXV y otros préstamos y facilidades bancarias; (iii) la cancelación parcial de ciertos préstamos de financiamiento de proyectos y de las Obligaciones Negociables Serie XXXI; y (iv) el desembolso final del préstamo corporativo de FINDEV y PROPARCO para financiar los desarrollos de proyectos en curso. Los ingresos por emisión de obligaciones negociables aumentaron en Ps. 92.756 millones, los pagos de obligaciones negociables aumentaron en Ps. 71.700 millones, los ingresos por préstamos disminuyeron en Ps. 11.067 millones y los pagos de préstamos aumentaron en Ps. 13.245 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 respecto del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, en función de los vencimientos aplicables.

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

Tendencias

Para 2026, se espera que el contexto macroeconómico continúe avanzando hacia una mayor normalización y crecimiento de la actividad económica, en un escenario de inflación en desaceleración, aunque todavía elevada en términos históricos.

En este marco, la Compañía tiene como objetivo seguir consolidando su plan de expansión. A la fecha del presente Prospecto, el proyecto Solar San Rafael continúa avanzando, con una capacidad instalada prevista de 180 MW, de los cuales 141,7 MW ya se encuentran operativos, mientras que la entrada en operación de los 38.3 MW restantes se espera para los próximos meses. En paralelo, la Compañía avanza con el proyecto solar San Juan Sur, con una capacidad de 129 MW, cuya entrada en operación está prevista para el segundo trimestre de 2026. Adicionalmente, hacia finales de 2025 la Compañía inició la construcción de dos parques solares en la provincia de Buenos Aires, Lincoln y Junín, con una capacidad conjunta de 40 MW, cuya entrada en operación se espera para el segundo semestre de 2026. Además, la Compañía dio inicio a la construcción de su primer proyecto de almacenamiento con baterías, de 40 MW, ubicado en la provincia de Buenos Aires, y con una entrada en operación estimada para principios de 2027.
Finalmente, la Compañía continuará evaluando nuevas oportunidades de crecimiento para abastecer de energía renovable a grandes usuarios del mercado eléctrico, bajo el marco del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), en línea con su estrategia de crecimiento y la diversificación de su portafolio de contratos.

El Directorio de la Emisora ratifica de esta manera su compromiso en atender las necesidades de la matriz energética argentina desarrollando negocios preferentemente orientado a la generación de energía renovable no convencional y en el desarrollo de las capacidades del capital humano de la compañía de manera de orientar un crecimiento acorde a las posibilidades de acceso al capital y a las posibilidades de contar con financiamiento externo.

Cabe destacar que las proyecciones de la Emisora se encuentran sujetos a modificaciones por efecto de variables internas y externas. Para más información véase la sección de “Factores de Riesgo” de este Prospecto.

Endeudamiento

El siguiente cuadro brinda un resumen de la deuda total de la Sociedad al 31 de diciembre de 2025:

	Al 31/12/2025 (en millones de pesos)
Préstamos corrientes:	
Obligaciones negociables	218.937
Otras deudas bancarias y financieras	74.591
Arrendamientos financieros	2.243
Total préstamos corrientes	295.771
Préstamos no corrientes:	
Obligaciones negociables	936.090
Otras deudas bancarias y financieras	447.640
Arrendamientos financieros	22.152
Total préstamos no corrientes	1.405.882
Total préstamos	1.701.653

Financiamientos

La estrategia financiera de la Compañía es mantener un nivel de apalancamiento razonable para la industria en la cual opera. La Compañía procura financiar sus inversiones mediante el flujo de caja generado por sus activos existentes, el aporte de sus accionistas, la emisión de obligaciones negociables y/o préstamos bancarios. Esta estrategia también incluye préstamos garantizados en subsidiarias sin recurso hacia Genneia S.A., modalidad conocida como “Project Finance”, con plazo de hasta 15 años a través de bancos de desarrollo, agencias de exportación y organismos multilaterales, y/ o préstamos corporativos a Genneia S.A. por esas mismas entidades a plazos de hasta 10 años.

Obligaciones Negociables

A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad tiene en circulación doce clases de obligaciones negociables, todas emitidas

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

bajo el Régimen de Emisor Frecuente de la Sociedad. En la siguiente tabla, se resumen los principales términos y condiciones de las obligaciones negociables de la Sociedad en circulación al 31 de diciembre de 2025:
:

Obligaciones Negociables	Capital en circulación al 31 de diciembre de 2025 (en US$)	Moneda	Tasa de interés	Fecha de Emisión	Vencimiento
Clase XXXVI	50.000.000	US$-Linked (1)	5,65%	23/12/2021	23/12/2031
Clase XXXVII	29.917.476	US$-Linked (1)	0%	11/11/2022	11/11/2026
Clase XXXVIII	73.432.000	US$-Linked (1)	4,5%	10/02/2023	10/02/2033
Clase XXXIX	30.000.000	US$-Linked (1)	2%	14/07/2023	14/07/2028
Clase XLI	30.000.000	US$-Linked (1)	0%	14/07/2023	14/07/2026
Clase XLII	15.196.669	US$-Linked (1)	0%	16/11/2023	16/05/2027
Clase XLIII	20.697.951	US$	6,25%	08/03/2024	08/03/2027
Clase XLIV	12.502.792	US$-Linked (1)	5%	08/03/2024	08/03/2026
Clase XLVI	60.000.000	US$-Linked (1)	2%	27/06/2024	27/06/2026
Clase XLVII	48.349.695	US$	6%	17/10/2024	17/10/2028
Clase XLVIII	27.760.264	US$(2)	6,5%	05/03/2025	05/03/2028
Clase XLIX(1)	400.000.000	US$	7,75%	02/12/2025	02/12/2033

(1) El 2 de diciembre de 2025, emitimos U$S 400 millones en valor nominal de bonos senior no garantizados al 7,750% con vencimiento en 2033 (los "Bonos 2033"). Los Bonos 2033 son pagaderos en tres cuotas anuales consecutivas a partir del 2 de diciembre de 2031, con vencimiento final el 2 de diciembre de 2033. Los Bonos 2033 fueron emitidos bajo un contrato de emisión que contiene cláusulas habituales de mercado para bonos de esta naturaleza, incluyendo convenios financieros (principalmente consistentes en la limitación de contraer deuda adicional cuando se superen los índices de apalancamiento y cobertura de servicio de deuda de la Compañía), limitaciones a la constitución de gravámenes, disposiciones que regulan fusiones y ventas de activos, y eventos de incumplimiento, entre otros.

El 19 de abril de 2021, la CNV aprobó nuestro Régimen de Emisor Frecuente, que nos autoriza a emitir, a corto, mediano o largo plazo, obligaciones negociables simples no convertibles en acciones, subordinadas o no subordinadas, con o sin garantía, por hasta un monto nominal de US$800 millones o su equivalente en otras monedas. El 28 de abril de 2022, nuestra Asamblea General Extraordinaria de Accionistas aprobó por resolución el aumento del monto máximo de emisión bajo el Régimen de Emisor Frecuente en un monto adicional de US$500 millones, de modo que el monto total del Régimen de Emisor Frecuente vigente ascendió a US$1.300 millones. Asimismo, el 25 de abril de 2024, nuestra Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas aprobó por resolución el aumento del monto máximo de emisión bajo el Régimen de Emisor Frecuente, de modo que el monto total aprobado por dicha asamblea para el Régimen de Emisor Frecuente vigente se incrementó de US$1.300 millones a US$2.000 millones (o su equivalente en otras monedas o unidades de valor). De conformidad con las Normas de la CNV, el monto actual aprobado por la CNV es de U.S.$600 millones o su equivalente en otras monedas.

Préstamos y Otras Financiaciones

La siguiente tabla resume los principales términos y condiciones de nuestros préstamos y otras financiaciones vigentes al 31 de diciembre de 2025. A la fecha de este Prospecto, cumplimos con todas las cláusulas y obligaciones establecidas en nuestros préstamos y demás financiaciones vigentes.

Financiamiento / Préstamos	Saldo de Capital al 31 de diciembre de 2025 (en miles de US$)	Tasa de Interés	Fecha de Desembolso	Vencimiento	Amortización
Project Finance					
Pomona I – Genneia Vientos del Sudoeste S.A.	81.032	4,73%	Octubre 2018 a marzo 2023	Junio 2034	Semestral

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

Financiamiento / Préstamos	Saldo de Capital al 31 de diciembre de 2025 (en miles de US$)	Tasa de Interés	Fecha de Desembolso	Vencimiento	Amortización
Villalonga I – GVA(1)	44.900	6,9%	Noviembre 2018 a abril 2020	Abril 2033	Semestral
Chubut Norte I – GVS(2)	28.300	6,9%	Noviembre 2018 a abril 2020	Abril 2033	Semestral
Préstamos Corporativos					
La Elbita I y II y Tocota III	74.417	SOFR + 5,2%	Junio 2023 a febrero 2025	Diciembre 2032	Semestral
Parques Solares Malargüe I y Anchoris	52.000	SOFR + 5,2%	Marzo 2025	Junio 2034	Semestral
Descubiertos bancarios					
Genneia	9.6	70.0% - 75.0%	Diciembre 2025	A demanda	N/A
Gedesa	1.2	70.0% - 75.0%	Diciembre 2025	A demanda	N/A
Otras Deudas	76.631	5,5% – 6,75%	Marzo 2025	January 2028 a marzo 2028	Trimestral

(1)El 75% de la deuda vigente tiene una tasa de interés promedio del 7,3%. El 25% restante del préstamo tiene una tasa de interés aplicable de Term SOFR 6M + 1,2%.

(2) El 74% de la deuda vigente tiene una tasa de interés promedio del 7,3%. El 25% restante del préstamo tiene una tasa de interés aplicable de Term SOFR 6M + 1,2%.

Project Finance

Pomona I

El 8 de junio de 2018, GVSO, nuestra subsidiaria totalmente controlada celebró un contrato de financiamiento para el parque eólico Pomona I por un monto principal de hasta US$142,0 millones, el cual fue totalmente desembolsado y utilizado para cubrir los costos de construcción e implementación del proyecto.

El contrato de financiamiento incluyó un préstamo garantizado sin recurso de 16 años otorgado por Kreditanstalt für Wiederaufbau ("KfW") y un préstamo sin garantía ni recurso hacia nosotros por 15 años otorgado por Deutsche Investitions- und Entwicklungsgesellschaft mbH ("DEG"). El préstamo de KfW está garantizado por la agencia de crédito a la exportación alemana Euler Hermes, mediante un contrato comercial de crédito a la exportación. La tasa de interés del financiamiento es del 4,73% anual, pagadera en forma semestral.

El contrato de financiamiento contiene cláusulas que limitan la capacidad de GVSO para distribuir dividendos y prevé la constitución de diversas garantías a favor de los prestamistas, incluyendo la cesión de derechos de usufructo sobre los terrenos del parque, cesiones directas, fiduciarias o en garantía, totales o parciales, de ciertos derechos de GVSO, incluyendo los derechos de cobro bajo el Contrato de Abastecimiento de Energía Renovable con CAMMESA, pólizas de seguro y otros documentos relacionados con el parque eólico; prenda sobre el 100% de las acciones representativas del capital social de GVSO, garantías sobre cuentas bancarias y prenda sobre los principales activos de GVSO, todas ellas características típicas de un financiamiento de proyecto sin recurso ("project finance").

El 6 de febrero de 2020, acordamos cancelar el monto comprometido bajo el préstamo DEG relacionado con el financiamiento del parque eólico Pomona I, sin recibir desembolsos bajo dicho contrato. Como resultado, el total del financiamiento comprometido para la construcción del parque Pomona I se redujo en US$20,7 millones, quedando el monto máximo disponible en US$121,0 millones. La cancelación del préstamo se debió principalmente a que el mismo no se adecuaba a las normas cambiarias implementadas en la Argentina a partir de septiembre de 2019. Esta cancelación no afectó el plan original de financiamiento de los costos de construcción e implementación del proyecto. El 18 de febrero de

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

2020 y el 29 de abril de 2020 recibimos desembolsos por un total de US$7,8 millones. El 20 de enero de 2021, GVSO recibió un desembolso adicional de US$1,4 millones.

Durante marzo de 2023, Genneia Vientos del Sudoeste S.A. recibió un desembolso de US$1,7 millones, por lo que al 31 de diciembre de 2023 el monto total comprometido había sido completamente desembolsado, ascendiendo a US$120,2 millones. El pago de capital comenzó a realizarse en forma semestral a partir del 31 de marzo de 2020, acumulando US$88,4 millones al 31 de diciembre de 2024.

El saldo de capital pendiente al 31 de diciembre de 2025 era de US$81,0 millones.

Villalonga I y Chubut Norte I

El 19 de junio de 2018, GVA y GVS, nuestras subsidiarias de propiedad total, celebraron contratos de financiamiento para los parques eólicos Villalonga I y Chubut Norte I por un monto total agregado de hasta US$130,7 millones destinados a financiar la construcción y puesta en marcha de dichos proyectos.

Los contratos de financiamiento incluyeron tramos garantizados y no garantizados. La Agencia Danesa de Crédito a la Exportación ("EKF") otorgó directamente el primer tramo, y Sumitomo Mitsui Banking Corporation ("SMBC") otorgó el segundo tramo, el cual fue garantizado por EKF mediante un acuerdo de garantía de crédito a la exportación comercial y política. Además, el financiamiento comprendió dos préstamos no garantizados a 15 años, sin recurso, otorgados por la Corporación Andina de Fomento ("CAF") y FMO, respectivamente. Los desembolsos estaban sujetos al cumplimiento de condiciones precedentes acordadas.

Los contratos de financiamiento contienen cláusulas que limitan la capacidad de GVA y GVS para distribuir dividendos y exigen la constitución de diversas garantías a favor de los prestamistas, incluyendo: (i) hipotecas sobre los inmuebles de los parques eólicos; (ii) cesiones directas, fiduciarias o en garantía, totales o parciales, de ciertos derechos de GVA y GVS, incluyendo los derechos de cobro bajo los PPAs con CAMMESA, pólizas de seguro y otra documentación relacionada con los proyectos; (iii) prenda sobre el 100% del capital social de GVA y GVS; (iv) garantías sobre cuentas bancarias; y (v) prenda sobre los principales activos de los proyectos.

El 7 de abril de 2020, GVA y GVS acordaron reducir el monto originalmente comprometido del financiamiento en U.S.$8,5 millones, resultando en un compromiso total de US$122,2 millones. La reducción reflejó menores costos de construcción y no afectó el financiamiento de los proyectos, que ya se encontraban en operación a esa fecha.

El 24 de abril de 2020, GVA y GVS recibieron un desembolso de US$7,8 millones bajo el financiamiento, cuyos fondos nos fueron transferidos en concepto de compensación única por la gestión exitosa de los proyectos, que fueron completados antes del cronograma previsto y a un costo menor al presupuestado originalmente.

Tras la discontinuación de la tasa LIBOR el 30 de junio de 2023, celebramos un adendum a los contratos de financiamiento estableciendo la tasa Term SOFR como nueva tasa de referencia para los pagos del servicio de deuda a partir de octubre de 2023.

Al 31 de diciembre de 2023, GVA y GVS habían recibido desembolsos totales por U.S.$122,2 millones, habiendo así utilizado en su totalidad el monto comprometido. La amortización del capital comenzó el 31 de octubre de 2019, sobre una base semestral, cancelándose el monto pendiente. Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, el total ascendió a U.S.$82,0 millones. Al 31 de diciembre de 2025, el saldo de capital pendiente de los financiamientos Villalonga I y II y del Proyecto Norte ascendía a U.S.$44,9 millones y U.S.$28,3 millones, respectivamente. Hemos cancelado anticipadamente en su totalidad el saldo de capital pendiente de los financiamientos de los proyectos Villalonga I y Chubut Norte I en febrero de 2026.

Contratos de Préstamos Corporativos

La Elbita I y II y Tocota III

En febrero de 2023 celebramos un contrato de préstamo garantizado a 10 años, pagadero en forma semestral a partir de junio de 2025, por un monto principal de hasta U.S.$85,0 millones, otorgado por FMO y FINDEV para la construcción, puesta en marcha y mantenimiento de los parques eólicos La Elbita I y La Elbita II, y del parque solar Tocota III. Este préstamo devenga intereses sobre los montos efectivamente desembolsados en forma semestral, pagaderos a partir de

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

junio de 2023.

El contrato de préstamo garantizado contiene las cláusulas restrictivas habituales que, entre otras cosas, limitan nuestra capacidad para contraer deuda adicional, realizar ciertos pagos e inversiones, constituir gravámenes sobre activos en garantía y efectuar determinadas transacciones con partes vinculadas.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, se desembolsaron un total de U.S.$70,8 millones de los préstamos corporativos garantizados de FMO y FINDEV para el pago de equipos importados destinados a los proyectos La Elbita y Tocota III. El 8 de febrero de 2024, recibimos un desembolso final de U.S.$14,2 millones. Al 31 de diciembre de 2025, hemos recibido desembolsos por la totalidad del monto comprometido de U.S.$85,0 millones bajo el financiamiento corporativo garantizado de FMO y FINDEV, destinados al pago de equipamiento importado para los proyectos La Elbita y Tocota III. A la misma fecha, el saldo de capital pendiente ascendía a U.S.$74,4 millones.

Este contrato de préstamo garantizado contiene las mismas cláusulas restrictivas habituales mencionadas anteriormente.

Parques Solares Malargüe I y Anchoris

En octubre de 2024, la Sociedad celebró un contrato de préstamo garantizado a 10 años, pagadero en forma semestral a partir de junio de 2026, por un monto de capital de hasta U.S.$100 millones, a ser otorgado por FMO, FINDEV y PROPARCO para la construcción, puesta en marcha y mantenimiento de los parques solares Malargüe I y Anchoris. El 27 de marzo de 2025, la Sociedad recibió el primer desembolso por U.S.$2 millones. Asimismo, el 19 de septiembre de 2025, la Sociedad recibió un desembolso adicional por U.S.$50 millones en el marco del financiamiento corporativo garantizado otorgado por FMO, FINDEV y PROPARCO, ascendiendo el monto total desembolsado, a la fecha, a U.S.$52 millones.

Contrato de Préstamo con IDB Invest

El 30 de diciembre de 2025, celebramos un contrato de línea de crédito con IDB Invest por un monto total de hasta US$ 185 millones (aún no desembolsados) destinados a financiar determinados proyectos de energía renovable y las instalaciones de almacenamiento en baterías vinculadas en Argentina. El financiamiento se estructura como una línea a largo plazo con vencimientos finales que oscilan entre 7 a 15 años. El préstamo devengará intereses a una tasa equivalente a Term SOFR más 3,75% anual o, a opción de la Sociedad, a una tasa fija basada en la tasa de swap SOFR vigente en ese momento más 3,75% anual, en cada caso determinada en la fecha de cada desembolso.

Además, se prevé obtener hasta US$135 millones mediante préstamos complementarios (“B Loans”) a ser otorgados por otros prestamistas bajo la misma estructura. Dichos B Loans aún no han sido suscriptos y permanecen sujetos a la documentación final y a los compromisos definitivos de los prestamistas.

Otras Deudas

Parque Eólico Loma Blanca

El 25 de marzo de 2025, se celebró un contrato de financiamiento con Banco BBVA Argentina S.A. por un monto de U.S.$15 millones, destinado a cubrir los costos del proyecto de instalación de tres aerogeneradores en el parque eólico Loma Blanca. Este préstamo devenga intereses trimestrales, que se pagan junto con las cuotas de capital, comenzando en junio de 2025. El vencimiento del préstamo está previsto para el 28 de marzo de 2028. El saldo de capital bajo desembolso al 31 de diciembre de 2025 asciende a U.S.$15 millones.

Industrial and Commercial Bank of China (Argentina) S.A.U. (ICBC)

El 28 de julio de 2025, la Sociedad celebró un contrato de financiamiento con ICBC por un monto principal de CNY 100.142.000 (equivalente a aproximadamente U.S.$14 millones). Los fondos se destinarán a financiar proyectos de generación de energía renovable, incluyendo gastos de capital, costos de desarrollo y de operación y mantenimiento.

El préstamo devenga intereses trimestrales a una tasa fija dentro del rango de las tasas de los préstamos a tasa fija vigentes de la Sociedad al 31 de diciembre de 2024 (según se describe en la nota 5.i de los Estados Financieros). Los pagos de capital comenzarán el 28 de abril de 2027, y el préstamo vencerá el 29 de julio de 2030.

El 7 de agosto de 2025, la Sociedad modificó este contrato de financiamiento para aumentar el monto principal en CNY

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

258.624.000 (equivalente a aproximadamente U.S.$36 millones). A la fecha de este Prospecto, la Sociedad había recibido desembolsos totales por CNY 358.766.000 (equivalente a U.S.$50.0 millones) bajo dicho contrato de financiamiento.

Contratos de Financiamiento con Sociedades bajo Negocios Conjuntos

Financiamiento de "Chubut Norte III" y "Chubut Norte IV" (Negocios conjuntos)

El 26 de junio de 2018, Vientos Patagónicos S.A. y Vientos Sudamericanos S.A. celebraron PPAs con CAMMESA, comprometiéndose a alcanzar la operación comercial antes del 2 de abril de 2020.

El 15 de julio de 2019, Vientos Patagónicos y Vientos Sudamericanos celebraron contratos de financiamiento, sin recurso hacia nosotros, con KfW por un monto total de U.S.$131,0 millones, destinados a financiar la construcción y puesta en marcha comercial de los parques eólicos Chubut Norte III y Chubut Norte IV. El financiamiento combinó un préstamo para construcción y un préstamo a 15 años, garantizado por la Agencia de Crédito a la Exportación Alemana Euler Hermes, mediante un contrato integral de seguro de crédito que cubre el 95% del monto principal.

El 16 de julio de 2019, nosotros y nuestra subsidiaria MyC Energía S.A. acordamos transferir a Pan American Fueguina S.A., subsidiaria de Pan American Energy, S.L., Sucursal Argentina ("Pan American Energy"), una participación accionaria del 49% en cada una de Vientos Patagónicos y Vientos Sudamericanos, para el desarrollo conjunto de ambos parques eólicos ubicados en las cercanías de la ciudad de Puerto Madryn, Provincia del Chubut. La transferencia se perfeccionó el 26 de agosto de 2019.

Los proyectos no alcanzaron la COD comprometida bajo los PPAs debido a demoras en la construcción y en la puesta en marcha. El parque eólico Chubut Norte IV (Vientos Sudamericanos) y el parque eólico Chubut Norte III (Vientos Patagónicos) iniciaron operaciones comerciales el 4 de febrero de 2021 y el 25 de febrero de 2021, respectivamente.

El 27 de octubre de 2021, los contratos de financiamiento fueron modificados para reajustar los cronogramas originales de pago a fin de reflejar el estado operativo de los proyectos, lo que resultó en una reducción de U.S.$1,5 millones en el monto total comprometido. El 29 de octubre de 2021 se efectuó el primer pago del servicio de deuda.

Al 31 de diciembre de 2025, las sociedades bajo negocio conjunto habían desembolsado un total de U.S.$130,0 millones, agotando de esa forma los montos comprometidos bajo los contratos de financiamiento. El capital se amortiza en forma semestral desde el 29 de octubre de 2021, del cual el monto pendiente al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 ascendía a U.S.$107,0 millones. Al 31 de diciembre de 2025, el saldo de capital pendiente ascendía a U.S.$99,3 millones.

Financiamiento del Parque Eólico "Necochea" (Negocio Conjunto)

El 2 de agosto de 2019, Vientos de Necochea S.A., nuestra sociedad bajo negocio conjunto con Buenos Aires Energía S.A., celebró contratos de financiamiento, sin recurso hacia nosotros, con FMO por un monto total de U.S.$51,0 millones, destinados a financiar la construcción y puesta en marcha comercial del parque eólico Necochea. El financiamiento combinó un préstamo para la etapa de construcción y un préstamo a 15 años, garantizado por la agencia danesa de crédito a la exportación EKF mediante un contrato integral de seguro de crédito. SMBC y FMO actuaron como estructuradores.

Los contratos de financiamiento incluyeron: (i) un tramo garantizado otorgado por FMO y garantizado por EKF;
(ii) un tramo no garantizado otorgado directamente por FMO; y (iii) una línea adicional otorgada directamente por FMO.

Los contratos establecen cláusulas restrictivas que limitan la capacidad de Vientos de Necochea para distribuir dividendos y requieren la constitución de diversas garantías a favor de los prestamistas, incluyendo: (i) derechos reales de usufructo sobre los terrenos del proyecto; (ii) cesiones directas, fiduciarias o en garantía, totales o parciales, de ciertos derechos de la sociedad, incluyendo los derechos de cobro bajo su PPA con CAMMESA, pólizas de seguro y demás documentación relacionada con el proyecto; (iii) prenda sobre el 100% del capital social; (iv) garantías sobre cuentas bancarias; y (v) prendas sobre los principales activos del proyecto.

El 13 de enero de 2020, la sociedad bajo negocio conjunto recibió un primer desembolso de U.S.$30,3 millones, que incluyó los tramos garantizado y no garantizado. El tramo garantizado devengó intereses a una tasa del 3,36%, y el tramo no garantizado a una tasa del 7,92%, ambos con pagos semestrales. El 16 de octubre de 2020, el préstamo otorgado por FMO fue reducido en U.S.$6,73 millones, resultando en un compromiso total de U.S.$44,27 millones para el proyecto Necochea.

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

El 12 de marzo de 2021, la sociedad bajo negocio conjunto recibió un desembolso final de U.S.$13,9 millones. En consecuencia, los desembolsos totales bajo el financiamiento ascendieron a U.S.$44,0 millones, equivalente al monto total comprometido por los prestamistas.

El 20 de abril de 2023, tras la discontinuación de la tasa LIBOR, los contratos de financiamiento fueron modificados para establecer la tasa Term SOFR como nueva tasa de referencia para los pagos del servicio de deuda a partir de octubre de 2023.

Al 31 de diciembre de 2024, los desembolsos totales bajo el financiamiento ascendían a U.S.$44,0 millones. La amortización del capital comenzó el 30 de octubre de 2020, en forma semestral, acumulando pagos por U.S.$33,2 millones al 31 de diciembre de 2024. Al 31 de diciembre de 2025, el saldo de capital pendiente ascendía a U.S.$30,0 millones.

Arrendamientos

Al 31 de diciembre de 2025, manteníamos Ps. 24.395 millones de deuda pendiente bajo contratos de arrendamientos financieros, correspondientes al arrendamiento de los terrenos de la Emisora y de sus subsidiarias Genneia Vientos del Sudoeste S.A. y Parque Eólico Loma Blanca IV S.A.U.

Acuerdos Fuera de Balance (Off-Balance Sheet Arrangements)

Al 31 de diciembre de 2023, 2024 y 2025, y a la fecha de este Prospecto, no mantenemos acuerdos fuera de balance.

Información Cuantitativa y Cualitativa sobre Riesgos de Mercado

Nuestro negocio enfrenta (i) riesgos de mercado, incluyendo riesgo cambiario, riesgo de tasa de interés y riesgo de precios; (ii) riesgo crediticio; y (iii) riesgo de liquidez. No realizamos operaciones especulativas con instrumentos financieros. Para más información detallada sobre los riesgos de mercado, véase la nota 7.3 de nuestros Estados Financieros Auditados y la sección “Factores de Riesgo” del presente documento.

Gestión del Riesgo de Tasa de Interés. Durante el período finalizado el 31 de diciembre de 2025, el 97,90% de nuestras obligaciones financieras consolidadas se emitieron a tasa fija, mientras que el 2,10% restante se emitió a tasa variable, principalmente referenciada en Term SOFR. Al 31 de diciembre de 2025, la tasa de interés de mercado para préstamos en Term SOFR denominados en dólares estadounidenses se situaba en torno a 387 puntos básicos. No realizamos operaciones de cobertura contra el riesgo de tasa de interés. Véase “Factores de Riesgo — Riesgos Relacionados con la Argentina — Inestabilidad política y económica en Argentina puede tener un efecto adverso en la economía argentina y en nuestro negocio, resultados operativos y situación financiera”.

Gestión del Riesgo Cambiario. Durante el período finalizado el 31 de diciembre de 2025, nuestra deuda financiera consolidada denominada en dólares estadounidenses ascendía a U.S.$1.169,5 millones. Dado que nuestra moneda funcional es el Dólar Estadounidense, se estima que una variación en el tipo de cambio del Peso frente al Dólar Estadounidense no habría generado cambios en nuestra deuda consolidada denominada en Dólares durante dicho período. Asimismo, una parte significativa de nuestros costos operativos se encuentra también denominada en Dólares Estadounidenses. Sin embargo, nuestro negocio cuenta con una cobertura natural de largo plazo, dado que prácticamente todos nuestros ingresos se encuentran denominados en la misma moneda. Esto nos ha permitido utilizar el Dólar Estadounidense como moneda funcional a efectos contables. Véase “Factores de Riesgo — Riesgos Relacionados con la Argentina — Las fluctuaciones en el valor del peso podrían afectar negativamente a la economía argentina y a nuestra situación financiera y resultados operativos.”

Gestión del Riesgo Crediticio. El riesgo crediticio se refiere al riesgo de incumplimiento por parte de nuestros deudores, que podría generar pérdidas para nosotros. Prácticamente todas nuestras ventas de generación eléctrica —tanto convencional como renovable— se realizan a empresas con participación accionaria del gobierno argentino. Este posee amplias facultades para imponer la renegociación de los términos contractuales con sus contrapartes. Las renegociaciones forzadas y los retrasos o incumplimientos en los pagos por parte de organismos del sector público podrían afectar adversamente nuestros resultados operativos. Nuestra administración evalúa periódicamente la recuperabilidad de los créditos por cobrar, considerando su antigüedad, la capacidad de pago de la contraparte, la naturaleza del cliente, las garantías recibidas, los derechos legales y otros factores, y proyecta el valor recuperable estimado de dichos créditos. Véase “Factores de Riesgo — Riesgos Relacionados con la Emisora — La Emisora podría no ser capaz de cobrar, o de cobrar en

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

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."

Gestión del Riesgo de Liquidez. El riesgo de liquidez se refiere al descalce entre las necesidades de efectivo (relacionadas con gastos operativos y financieros, inversiones, vencimientos de deuda y dividendos) y las fuentes de financiamiento (resultado neto, desinversiones y capacidad de obtener nuevo financiamiento). Gestionamos este riesgo manteniendo niveles adecuados de reservas de efectivo y líneas bancarias disponibles, mediante el monitoreo continuo de proyecciones y flujos de caja reales, y procurando alinear los plazos de vencimiento de nuestros activos y pasivos financieros. Véase "Factores de Riesgo — Riesgos Relacionados con Nuestra Sociedad — Tenemos un historial de capital de trabajo negativo y enfrentamos compromisos financieros significativos a corto plazo."

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

X. DESTINO DE FONDOS

Los fondos provenientes de la colocación de las Obligaciones Negociables a ser emitidas bajo el régimen de emisor frecuente serán destinados a cualquiera de los destinos contemplados en el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables, para uno o más de los siguientes propósitos: (i) realizar inversiones en activos físicos y bienes de capital en el país, (ii) para la adquisición de fondos de comercio situados en el país, (iii) para la integración de capital de trabajo, (iv) para refinanciar pasivos, en el vencimiento original o con anterioridad, (v) para el financiamiento de aportes de capital a sociedades controladas o vinculadas, (vi) para la adquisición de participaciones sociales, y/o (vii) para el financiamiento del giro comercial del negocio de la Emisora; en todos los casos cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados, o bien a otro destino que cumpla con el artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables conforme eventualmente determine el Directorio, delegándose en el Directorio de la Emisora la facultad de decidir específicamente el destino que se dará al producido neto de la colocación de cada Clase y/o Serie en particular emitida bajo el Régimen de Emisor Frecuente, incluyendo sin limitación, la posibilidad de destinar el producido neto de la emisión conforme los lineamientos para la emisión de valores negociables sociales, verdes y sustentables conforme el criterio que a tal efecto establezca la CNV o cualquier organismo al que la CNV haga referencia como, por ejemplo ICMA (International Capital Markets Association). El destino específico de los fondos obtenidos de la oferta y venta de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables se indicará en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Asimismo, la Emisora podrá destinar el producido neto proveniente de la emisión de cada Serie o Clase de Obligaciones Negociables, en cumplimiento del artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y en virtud de los lineamientos establecidos en el art. 4.5 del Anexo III - Capítulo I - Título VI de las Normas de la CNV, para financiar o refinanciar proyectos o actividades con fines verdes ("Proyectos Verdes Elegibles") y/o sociales ("Proyectos Sociales Elegibles") y/o sustentable ("Proyectos Sustentables Elegibles") (y sus gastos relacionados, tales como investigación y desarrollo), según se detallará oportunamente en el Suplemento de Prospecto correspondiente (conjuntamente, los "Proyectos Elegibles").

Definiciones

- *Bonos Verdes:* son definidos como cualquier tipo de bono donde los recursos serán exclusivamente destinados para financiar, o refinanciar, ya sea en parte o totalmente, proyectos nuevos o existentes que sean elegibles como 'proyectos verdes'. Los componentes principales son el uso de los fondos, la selección de proyectos, la administración de los fondos y la presentación de informes. Los fondos de la emisión se destinan exclusivamente a financiar actividades con beneficios ambientales, pudiendo incluir activos intangibles. Estos instrumentos contemplan beneficios ambientales como la mitigación y/o adaptación al cambio climático, la conservación de la biodiversidad, la conservación de recursos nacionales, o el control de la contaminación del aire, del agua y del suelo. Los bonos verdes también pueden tener beneficios sociales.

- *Bonos Sociales:* son definidos como bonos cuyos recursos serán exclusivamente utilizados para financiar o refinanciar, en parte o en su totalidad, proyectos sociales elegibles, ya sea nuevos o existentes y que estén alineados con los cuatro componentes principales de los SBP (social bonds principles). Los proyectos sociales tienen como objeto abordar o mitigar un determinado problema social y/o conseguir resultados sociales positivos especial, pero no exclusivamente, para un determinado grupo de la población. Los bonos sociales también pueden tener beneficios ambientales.

- *Bonos sustentables:* son aquellos que financian una combinación de proyectos ambientales y sociales.

Proyectos Elegibles

Selección de Proyecto

Los Proyectos Elegibles estarán alineados con los Principios de Bonos Verdes de 2018 (GBP, por sus siglas en inglés) Principios de Bonos Sociales (SBP, por sus siglas en inglés), Guía para bonos sustentables (SBG, por sus siglas en inglés) y los principios de bonos vinculados a la sostenibilidad (SLBP, por sus siglas en inglés), todos publicados por ICMA (International Capital Market Association) y los "Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina" contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de CNV.

El Comité de Finanzas Sustentables, compuesto por representantes de las áreas de Sustentabilidad, Desarrollo y Finanzas de Genneia, será responsable de la evaluación y selección anual de los Proyectos Elegibles que respalden la eventual emisión de Obligaciones Negociables, con el fin de definirlos, alinearlos a las disposiciones mencionadas en el párrafo anterior, y monitorearlos. El Comité de Finanzas Sustentables reporta directamente al CFO.

Gestión de los Fondos

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

Dado que los Proyectos Elegibles serán desarrollados por la Emisora, las aplicaciones de los fondos serán trazables y monitoreables en los estados financieros de la misma.

Mientras se encuentre pendiente su aplicación, los fondos podrán invertirse en instrumentos financieros líquidos de alta calidad y en otras inversiones de corto plazo.

Presentación de Informes y Reportes

La Emisora se compromete a enviar al mercado correspondiente -para su difusión- un reporte (el "Reporte") que contemple información actualizada sobre el uso de los fondos provenientes de sus emisiones, en la que se indiquen el uso de los fondos (agregando una breve descripción de los Proyectos Elegibles), los montos asignados durante el período que abarque dicho informe y, en su caso, las inversiones temporales de los recursos no asignados a dicha fecha. El Reporte incluirá los beneficios ambientales logrados por los Proyectos Elegibles, conforme los Principios de ICMA (International Capital Market Association) y los "Lineamientos para la Emisión de Valores Negociables Sociales, Verdes y Sustentables en Argentina" contenidos en el Anexo III del Capítulo I del Título VI de las Normas de CNV (N.T. 2013 y mod.)

Revisión externa independiente

A los efectos de validar las credenciales verdes de las potenciales Clases o Series de Obligaciones Negociables, de conformidad con los lineamientos del Anexo III, Capítulo I, Título VI de las Normas de la CNV, la Emisora contratará a un revisor independiente, quien contará con experiencia en finanzas y sustentabilidad y asimismo, se encargará de realizar un informe indicando su opinión respecto a la categoría verde, social o sustentable del valor negociable elegido para canalizar los Proyectos Elegibles y comprobará que los fondos percibidos por la emisión de las Obligaciones Negociables sean aplicados a los destinos descriptos en el Suplemento de Prospecto correspondiente.

Información adicional

El financiamiento obtenido será exclusivamente asignado a actividades o proyectos que califiquen como sociales, verdes o sustentables, que podrán o no estar garantizados por instituciones dedicadas exclusivamente a evaluar la transparencia de este tipo de proyectos, según se detallará en el respectivo Suplemento. Podrá asignarse o no una calificación de riesgo a dichas obligaciones negociables.

La Sociedad adoptará prácticas internacionales a fin de obtener una mayor armonización con los mercados en forma global.

Para que las obligaciones negociables sean calificadas como "Bonos Verdes", "Bonos Sociales", "Bonos Sustentables" o "Bonos vinculados a la sostenibilidad" conforme los principios de ICMA y los lineamientos de CNV deberán ser expresamente encuadrados de tal manera por los mercados en que se solicite autorización para la cotización y negociación, no pudiendo hacer uso de estos calificativos si no cumplen los lineamientos especificados en la normativa aludida.

Asimismo, se deja constancia de que la Sociedad también podrá emitir Obligaciones Negociables bajo el régimen de emisor frecuente, conforme otros lineamientos y/o parámetros publicados por (i) otros organismos nacionales o internacionales, tales como la ONU (Organización de las Naciones Unidas) (the Ten Principles of the UN Global Compact), OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos) (OECD Principles of Corporate Governance), la OIT (Organización Internacional del Trabajo) (ILO Principles); o bien (ii) entidades que asignen calificaciones conforme el grado de cumplimiento con ciertos parámetros. En tales casos, la adecuación de las Obligaciones Negociables emitidas por la Sociedad bajo el presente régimen de emisor frecuente a dichos lineamientos, parámetros y/o calificaciones será oportuna y debidamente informada en el respectivo Suplemento. La CNV no ha emitido juicio sobre carácter Social, Verde y/o Sustentable o el grado de adecuación a los parámetros mencionados que puedan tener las potenciales emisiones de la Emisora bajo el Régimen de Emisor Frecuente.

Carlos Alberto Palazón

Subdelegado autorizado por Directorio de Genneia S.A.

XI. INFORMACIÓN ADICIONAL

a) Instrumento constitutivo y Estatutos.

Modificaciones Recientes

El 27 de abril de 2023, mediante asamblea general ordinaria y extraordinaria de accionistas, se resolvió, de manera unánime, aprobar las mociones de reforma de los artículos séptimo, octavo y noveno del Estatuto Social. Dentro de las principales reformas, se destaca los cambios en la configuración del Directorio, tales como las condiciones de garantía en resguardo de sus funciones y el mecanismo de cambio en la composición del Directorio por los porcentajes relevantes de participación. Por otro lado, se destaca la incorporación de la posibilidad de celebrar a distancia, las reuniones asamblearias, de Directorio, y de la Comisión Fiscalizadora. Para mayor información, véase el Acta de Asamblea de fecha 27 de abril de 2023 publicada en la AIF bajo el ID N° 3036848.

Descripción del Capital Social

La Emisora es una sociedad anónima constituida en noviembre de 1991 conforme a las leyes de Argentina, con una duración de 99 años e inscripta ante la IGJ en el Libro N°110, Volumen "A", con el N°9623, de Sociedades Anónimas.

Todas las acciones en circulación de la Emisora se encuentran totalmente integradas a la fecha de este Prospecto. El capital emitido de la Emisora ha aumentado durante los dos años objeto de examen.

La asamblea de accionistas de la Emisora, celebrada el 9 de diciembre de 2015, aprobó un aumento de capital de US$50 millones. Asimismo, la asamblea de accionistas de la Emisora, celebrada el 6 de enero de 2017, aprobó un aumento de capital de US$50 millones, que fue debidamente suscripto e integrado el 31 de marzo de 2017.

La asamblea de accionistas de la Emisora celebrada el 20 de septiembre de 2017 aprobó un aumento de capital de US$70 millones. Se suscribió e integró el monto de US$50 millones el 28 de septiembre de 2017, excepto en el caso de LAIG Eolia S.A., que integró totalmente su aporte el 26 de octubre de 2017. La decisión de emitir o no las acciones representativas del monto restante, correspondientes a de US$20 millones, se delegó al Directorio de la Emisora. La integración de dichas acciones se efectuó el 28 de marzo del 2018.

Derechos de Voto

Las acciones Clase A y Clase B de la Emisora tienen los mismos derechos de voto sujeto a los términos del Acuerdo de Accionistas.

Conforme a la Ley General de Sociedades, un accionista debe abstenerse en la votación de cualquier resolución en la que los intereses directos o indirectos de la Emisora estén en conflicto o difieran con los de la Emisora. Si tal accionista votara en dicha resolución, y la resolución en cuestión no hubiera sido aprobada sin el voto del accionista, la resolución podría ser declarada nula por un tribunal y el accionista podría ser responsable por daños y perjuicios frente a la Emisora, otros accionistas y terceros. La Ley General de Sociedades permite el voto acumulativo para elegir hasta un tercio de los puestos vacantes del directorio. Los restantes puestos son elegidos mediante una pluralidad de votos.

En virtud del artículo 244 de la Ley General de Sociedades, todas las asambleas de accionistas, ya sea convocadas en primera o segunda convocatoria, requieren el voto afirmativo de la mayoría de las acciones con derecho a voto para aprobar las siguientes decisiones: liquidación voluntaria anticipada de la sociedad, transferencia del domicilio de la Emisora al exterior de Argentina, un cambio fundamental en el objeto social de la Emisora, reintegro total o parcial obligatorio por parte de los accionistas del capital integrado y una fusión o escisión, cuando la Emisora no sea la entidad sobreviviente. En tales casos, no se considerará la pluralidad de votos otorgada por una determinada clase de acciones. Asimismo, conforme al artículo 284 de la Ley General de Sociedades, la pluralidad de votos no se aplicará a la elección de síndicos ni miembros de la comisión fiscalizadora, dado que la Ley General de Sociedades permite la elección de hasta un tercio de los puestos vacantes de la comisión fiscalizadora a través del sistema de voto acumulativo en forma similar a la descrita para la elección de los miembros del directorio.

De conformidad con la Ley General de Sociedades, mientras la Emisora siga siendo una entidad admitida al régimen de oferta pública, no podrá emitir acciones adicionales de ninguna clase de capital social que otorgara derecho a su tenedor a más de un voto por acción.

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

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.

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

Resolución de conflictos

Todo conflicto, controversia o reclamo que surja del Acuerdo de Accionistas o se relacione con el mismo se resolverá con carácter definitivo mediante un procedimiento de arbitraje vinculante administrado por la Cámara de Comercio Internacional, de conformidad con el Reglamento de Arbitraje de la CCI que se encuentre vigente en oportunidad del arbitraje.

b) Contratos relevantes y procesos judiciales o administrativos relevantes

Contratos relevantes

En los últimos 3 ejercicios no se han celebrado contratos importantes distintos de los originados en el curso ordinario de los negocios y de los mencionados a lo largo del presente Prospecto.

Litigios

Actualmente la Compañía no es parte de procedimiento alguno legal de carácter significativo, más allá de mencionados a lo largo del presente Prospecto.

c) Controles de cambio.

Tipos de cambio

Desde 1991 hasta fines del año 2001, la Ley de Convertibilidad Nº 23.928 estableció un tipo de cambio fijo de 1 peso argentino por 1 Dólar Estadounidense. El 6 de enero de 2002, la Ley de Emergencia Pública N° 25.561 (la "Ley de Emergencia Pública"), puso formalmente fin a esa paridad entre el Dólar Estadounidense y el peso argentino. Tras un breve período en el que el gobierno argentino implementó un sistema cambiario dual provisional bajo la Ley de Emergencia Pública, desde febrero de 2002 se ha permitido que el peso argentino fluctúe libremente frente a otras monedas. No obstante, el gobierno argentino mantiene la facultad de intervenir en el Mercado de Cambios mediante la compra y venta de divisas por cuenta propia, una práctica que realiza de manera regular. En 2024, el BCRA anunció una devaluación mensual del 2%, la cual se redujo a un uno por ciento (1%) a partir del 1° de febrero de 2025. A partir del 1 de enero de 2026, los límites superior e inferior de la banda de flotación del tipo de cambio se ajustarán mensualmente en función de la tasa de inflación mensual más recientemente publicada por el INDEC, correspondiente al período T-2. Véase "Factores de riesgo—Riesgos relacionados con la Argentina— Podríamos estar expuestos a fluctuaciones del tipo de cambio" del presente Prospecto.

Los controles cambiarios que endurecieron las restricciones a los flujos de capital, el tipo de cambio oficial entre el peso argentino y el Dólar Estadounidense y las restricciones a las transferencias que limitan sustancialmente la capacidad de las empresas para retener divisas o realizar pagos en el extranjero, están actualmente vigentes en Argentina y lo han estado por períodos alternos durante los últimos años. Mediante el Decreto N° 609/2019 de fecha 1 de septiembre de 2019 y sus modificatorias (el "Decreto 609"), el Poder Ejecutivo restableció los controles de cambios y autorizó al BCRA a (a) regular el acceso al mercado de cambios (el "Mercado de Cambios") para comprar divisas y realizar pagos al exterior; y (b) dictar normas para evitar prácticas y operaciones tendientes a eludir, mediante el uso de títulos valores y otros instrumentos, las medidas adoptadas por el Decreto 609. A la fecha del presente Prospecto, las regulaciones cambiarias han sido (i) prorrogadas indefinidamente y (ii) consolidadas en un texto ordenado, conforme la Comunicación "A" 8307, conforme fuera modificado y actualizado de tanto en tanto (el "Régimen Cambiario").

Asimismo, la CNV, en línea con lo establecido en el Decreto 609, estableció diversas medidas para evitar prácticas y operaciones tendientes a eludir, mediante el uso de títulos valores y otros instrumentos, las medidas adoptadas por dicha norma.

Regulaciones cambiarias

Disposiciones específicas para los ingresos por el Mercado de Cambios

Ingreso y liquidación del producido de las exportaciones de bienes a través del Mercado de Cambios

El régimen cambiario argentino establece que el producido de las exportaciones de bienes debe ser ingresado y liquidado en pesos argentinos a través del Mercado de Cambios en un plazo determinado para el bien de que se trate. Independientemente de estos plazos máximos de liquidación, los cobros de exportaciones deberán ser ingresados y liquidados en el Mercado de Cambios dentro de los 20 (veinte) días hábiles de la fecha de cobro. Sin embargo, la posibilidad

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

de utilizar este plazo quedará supeditada en todos los casos al cumplimiento de los plazos previstos en el Régimen Cambiario para cada tipo de bien.

En el caso de que el cliente sea un Vehículo de Proyecto Único ("VPU") adherido al Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (el "RIGI") que declaró ante el Ministerio de Economía que preveía hacer uso de los beneficios establecidos en el artículo 198 de la Ley de Bases (que establece que dichos VPU no están obligados a ingresar ni liquidar en el Mercado de Cambios las divisas obtenidas por conceptos distintos de la exportación de productos, incluyendo servicios) en materia de cobro de exportaciones de bienes y servicios, resultarán aplicables los porcentajes de ingreso y liquidación dispuestos en los puntos 14.1.1. y 14.1.2. del Régimen Cambiario, según corresponda.

Los montos cobrados en moneda extranjera por concepto de siniestros relacionados con los bienes exportados también deben ser ingresados y liquidados en pesos en el Mercado de Cambios, hasta el monto de los bienes exportados asegurados.

Los anticipos, prefinanciaciones y posfinanciaciones del exterior deberán ser ingresados y liquidados en el Mercado de Cambios dentro de los 20 (veinte) días hábiles de la fecha de cobro o desembolso en el exterior, con los requisitos y excepciones establecidos en el punto 7.1.3 del Régimen Cambiario.

Existen algunas excepciones a la obligación de liquidación a través del Mercado de Cambios, incluyendo los cobros de exportadores que se encuentren dentro del Régimen de Fomento para las Exportaciones de la Economía del Conocimiento (establecido por el Decreto N° 679/2022), en la medida en que los fondos se hubieran ingresado dentro de los plazos normativos establecidos y se cumplan las demás condiciones establecidas en el Régimen Cambiario.

El exportador debe designar a una entidad financiera para el seguimiento de cada operación de exportación. La obligación de ingreso y liquidación de divisas a través del Mercado de Cambios correspondiente a un permiso de embarque se considerará satisfecha cuando la entidad financiera designada para el seguimiento certifique que se ha producido el ingreso y la liquidación.

Obligación de ingresar las divisas procedentes de las exportaciones de servicios

Como regla general, los pagos recibidos por la prestación de servicios por parte de residentes a no residentes deben ser ingresados y liquidados a través del Mercado de Cambios en un plazo no superior a 20 días hábiles a partir de la fecha de su percepción en el exterior o en el país o de su acreditación en cuentas del exterior.

En el caso de fondos percibidos o acreditados en el exterior, se podrá considerar cumplimentado el ingreso y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales debitados por las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país.

En el caso de que el cliente sea un VPU adherido al RIGI, que haya declarado ante el Ministerio de Economía, autoridad de aplicación del RIGI, que preveía hacer uso de los beneficios establecidos en el artículo 198 de la Ley de Bases, será aplicable la excepción prevista en el Punto 14.1.3. Dicho punto establece que los cobros por la prestación de servicios a un no residente por parte de un VPU titular de un proyecto adherido al RIGI quedarán exceptuados de la obligación de ingreso y/o liquidación por la totalidad del contravalor en divisas en la medida en que el servicio haya sido prestado o devengado a partir de la fecha de puesta en marcha del VPU reportada por el Ministerio de Economía al BCRA.

Determinadas situaciones detalladas en el punto 2.2.2 del Régimen Cambiario están exceptuadas de la obligación de liquidación de los cobros de exportaciones de servicios, siempre que se ingresen en los plazos previstos.

Enajenación de activos no financieros no producidos.

El contravalor percibido por parte de residentes por la enajenación a no residentes de activos no financieros no producidos deberá ingresarse en divisas y liquidarse en el Mercado de Cambios dentro de los 20 (veinte) días hábiles de la fecha de percepción en el exterior o en el país o de su acreditación en cuentas del exterior.

En el caso de fondos percibidos o acreditados en el exterior, se podrá considerar cumplimentado el ingreso y liquidación por el monto equivalente a los gastos habituales debitados por las entidades financieras del exterior por la transferencia de fondos al país.

Títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior

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

Los títulos de deuda con registro público en el exterior, otros endeudamientos de carácter financiero con el exterior y los títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera íntegramente suscriptos en el exterior (todos ellos, "Endeudamientos Financieros con el Exterior"), desembolsados a partir del 1 de septiembre de 2019, deberán ser ingresados y liquidados en el Mercado de Cambios como requisito para el posterior acceso al mismo a los efectos de atender sus servicios de capital e intereses. En consecuencia, aunque la liquidación del producto de dichas operaciones no es obligatoria, el hecho de no liquidarlo impedirá el acceso futuro al Mercado de Cambios a efectos de reembolso.

Asimismo, y como condiciones adicionales a dicho acceso al Mercado de Cambios, la operación debe haber sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos, y el acceso al Mercado de Cambios debe producirse con una anterioridad no mayor a los 3 (tres) días hábiles a la fecha de vencimiento del servicio de capital o interés a pagar.

En el caso de que se trate de un pago de capital de títulos de deuda emitidos a partir del 8 de noviembre de 2024 que se concreta con una transferencia al exterior, el acceso al Mercado de Cambios deberá adicionalmente producirse una vez transcurridos, como mínimo, desde la fecha de emisión:

(i)12 (doce) meses si el título fue emitido entre el 8 de noviembre de 2024 y el 20 de abril de 2025.

(ii)6 (seis) meses si el título fue emitido entre el 21 de abril de 2025 y el 15 de mayo de 2025.

(iii)18 (dieciocho) meses si el título fue emitido a partir del 16 de mayo de 2025.

El acceso al Mercado de Cambios para realizar dichos pagos con más de 3 (tres) días de antelación a la fecha de vencimiento se encuentra, por regla general, sujeto a la autorización previa del BCRA. Los siguientes supuestos de precancelación pueden estar exentos de dicha autorización previa del BCRA en la medida en que cumplan con varios requisitos según lo establecido en el Punto 3.5 del Régimen Cambiario: (i) precancelación de capital e intereses con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior por la emisión de un nuevo título de deuda que califique como Endeudamiento Financiero con el Exterior; (ii) precancelación de capital e intereses con la liquidación simultánea de otros Endeudamientos Financieros con el Exterior; (iii) precancelación de intereses en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda que califiquen como Endeudamientos Financieros con el Exterior; (iv) precancelación de capital e intereses en forma simultánea con la liquidación de un nuevo Endeudamiento Financiero con el Exterior otorgado por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito del exterior; y (v) precancelación de capital e intereses por parte de un VPU adherido al RIGI.

Asimismo, se requiere la conformidad previa del BCRA para que los residentes locales puedan acceder al Mercado de Cambios para realizar pagos de capital e intereses en virtud de Endeudamientos Financieros con el Exterior con partes vinculadas. Ciertas excepciones específicas resultan aplicables, y se encuentran incluidas en el punto 3.5.6. del Régimen Cambiario. Ver "- Pagos en virtud de deudas con contrapartes vinculadas".

Por otra parte, y en el marco de lo dispuesto en el punto 3.11.2. del Régimen Cambiario, las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios a los residentes que deban realizar pagos de servicios de Endeudamientos Financieros con el Exterior o de títulos valores con acceso al Mercado de Cambios en función de lo dispuesto en los puntos 3.6.1.3. a 3.6.1.5 del Régimen Cambiario para la compra de moneda extranjera con anterioridad al plazo admitido por la normativa en las siguientes condiciones:

(i)los fondos adquiridos sean depositados en cuentas en moneda extranjera de su titularidad abiertas en entidades financieras locales;

(ii)la entidad interviniente haya verificado que el endeudamiento, cuyo servicio será cancelado con estos fondos, cumple con la normativa cambiaria vigente por la que se admite dicho acceso; y

(iii) el acceso del cliente encuadra dentro de alguna de las siguientes situaciones:

a.se concreta dentro de los 60 (sesenta) días corridos previos a la fecha de vencimiento por un monto diario que no supere el 10% (diez por ciento) del monto que se cancelará; o

b.se concreta dentro de los 5 (cinco) días hábiles previos al plazo normativo admitido en cada caso por un monto diario que no supere el 20% (veinte por ciento) del monto que se cancelará.

Disposiciones específicas para los egresos por el Mercado de Cambios

Requisitos generales

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

Como regla general, y de forma complementaria a las reglas específicas de cada operación para el acceso, ciertos requisitos generales deben ser cumplidos por una empresa o individuo local para acceder al Mercado de Cambios para la compra de moneda extranjera o su transferencia al exterior (es decir, pagos de importaciones y otras compras de bienes en el exterior; pago de servicios prestados por no residentes; distribución de utilidades y dividendos; pago de títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior; pagos de intereses de deudas para la importación de bienes y servicios, entre otros) sin requerir conformidad previa del BCRA. En tal sentido, la empresa o individuo local deberá presentar una declaración jurada en la que:

(a)Se deje constancia que (i) al momento del acceso al Mercado de Cambios la totalidad de sus tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en cuentas en entidades financieras, y (ii) al inicio del día en que solicita el acceso al Mercado de Cambios no posee certificados de depósito argentinos ("CEDEARs") representativos de acciones extranjeras y/o activos externos líquidos disponibles que conjuntamente tengan un valor superior a US$100.000. Sin perjuicio de lo cual, mediante la Comunicación "A" 8137, el BCRA estableció que las entidades podrán aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia de que sus tenencias en exceso al monto antes contemplado corresponden a fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior a su nombre que se originaron en los últimos 180 días corridos por desembolsos en el exterior de endeudamientos financieros recibidos a partir del 29 de noviembre de 2024. El cliente podrá presentar una declaración jurada cuando el monto de los fondos depositados no supere el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 días corridos. Son considerados "activos externos líquidos" a estos efectos, las tenencias de billetes y monedas en moneda extranjera, disponibilidades en oro amonedado o en barras de buena entrega, depósitos a la vista en entidades financieras del exterior y otras inversiones que permitan obtener disponibilidad inmediata de moneda extranjera. Por el contrario, no deben considerarse activos externos líquidos disponibles a aquellos fondos depositados en el exterior que no pudiesen ser utilizados por el cliente por tratarse de fondos de reserva o de garantía constituidos en virtud de las exigencias previstas en contratos de endeudamiento con el exterior, prefinanciaciones de exportaciones comprendidas en el punto 7.8.5. del Régimen Cambiario o de fondos constituidos como garantía de operaciones con derivados concertadas en el exterior.

En el caso de que el cliente tuviera activos externos líquidos disponibles y/o CEDEARs por un monto superior al establecido en el párrafo precedente, la entidad también podrá aceptar una declaración jurada del cliente en la que deje constancia que no se excede tal monto al considerar que, parcial o totalmente, los activos externos líquidos:

(i)fueron utilizados durante esa jornada para realizar pagos que hubieran tenido acceso al Mercado de Cambios;

(ii)fueron transferidos a favor del cliente a una cuenta de corresponsalía de una entidad local autorizada a operar en cambios;

(iii)son fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior a su nombre que se originan en cobros de exportaciones de bienes y/o servicios o anticipos, prefinanciaciones o posfinanciaciones de exportaciones de bienes otorgados por no residentes, o en la enajenación de activos no financieros no producidos para los cuales no ha transcurrido el plazo de 20 (veinte) días hábiles desde su percepción;

(iv)son fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior a su nombre originados en Endeudamientos Financieros con el Exterior y su monto no supera el equivalente a pagar por capital e intereses en los próximos 365 (trescientos sesenta y cinco) días corridos.

(v)son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior a su nombre originados en los últimos 180 (ciento ochenta) días corridos por desembolsos en el exterior recibidos a partir del 29 de noviembre de 2024 de Endeudamientos Financieros con el Exterior.

(vi)son fondos depositados en cuentas bancarias del exterior a su nombre originados en las ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera contempladas en el punto 3.16.3.6.iii) del Régimen Cambiario.

(vii)son fondos depositados en cuentas bancarias en el exterior a su nombre originados en emisiones de títulos de deuda concretadas en los 120 (ciento veinte) días corridos previos y susceptibles de ser encuadradas en lo previsto en los puntos 7.11.1.5. y 7.11.1.6 del Régimen Cambiario.

(b)Se comprometa a liquidar en el Mercado de Cambios, dentro de los 5 días hábiles de su puesta a disposición, los fondos que reciba en el exterior por el cobro de préstamos otorgados a terceros, de depósitos a plazo, o de la venta de cualquier

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

tipo de activo, en la medida en que el activo objeto de la venta hubiera sido adquirido, el depósito constituido o el préstamo otorgado con posterioridad al 28 de mayo de 2020.

(c)En el caso de que el cliente no sea una persona humana residente, debe dejar constancia de que en la fecha de acceso al Mercado de Cambios y en los 90 (noventa) días corridos anteriores, de manera directa o indirecta o por cuenta y orden de terceros:

(i)no concertó ventas en el país de títulos valores con liquidación en moneda extranjera;

(ii)no realizó canjes de títulos valores emitidos por residentes por activos externos;

(iii)no realizó transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior;

(iv)no adquirió en el país títulos valores emitidos por no residentes con liquidación en pesos argentinos;

(v)no adquirió CEDEARs representativos de acciones extranjeras;

(vi)no adquirió títulos valores representativos de deuda privada emitida en jurisdicción extranjera; y

(vii)no entregó fondos en moneda local ni otros activos locales (excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales) a ninguna persona (sea humana o jurídica, residente o no residente, vinculada o no), recibiendo como contraprestación previa o posterior, de manera directa o indirecta, por sí misma o a través de una entidad vinculada, controlada o controlante, activos externos, criptoactivos o títulos valores depositados en el exterior.

(d)En el caso de que el cliente no sea una persona humana residente, debe comprometerse a no concertar ninguna de las transacciones descriptas en el apartado (c) precedente a partir del momento en que solicita el acceso al Mercado de Cambios y durante los 90 (noventa) días corridos subsiguientes, de manera directa o indirecta o por cuenta y orden de terceros.

El punto 3.16.3.6. del Régimen Cambiario estipula las distintas transacciones que no deberán tenerse en cuenta en las declaraciones juradas elaboradas para dar cumplimiento a los puntos (c) y (d).

(e)El Punto 3.16.3 del Régimen Cambiario agrega que, en caso de que el cliente que solicita acceso al Mercado de Cambios sea una persona jurídica, para que la operación no quede comprendida por el requisito de conformidad previa del BCRA deberá presentar ante la entidad financiera correspondiente una declaración jurada en la que conste:

(i)el detalle de las personas humanas o jurídicas que ejercen una relación de control directo sobre el cliente y de otras personas jurídicas con las que integra un mismo grupo económico. Para determinar la existencia de una relación de control directo, deberán considerarse los tipos de relaciones descritos en el punto 1.2.2.1 de las normas del BCRA sobre “Grandes exposiciones al riesgo de crédito”. Las empresas que compartan una relación de control del tipo definido en los puntos 1.2.1.1 y 1.2.2.1 de las normas sobre “Grandes exposiciones al riesgo de crédito” deben considerarse miembros del mismo “grupo económico”.

(ii)que en el día en que solicita el acceso al Mercado de Cambios y en los 90 (noventa) días corridos anteriores no ha entregado en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos, excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales, a ninguna persona humana o jurídica que ejerza una relación de control directo sobre ella, o a otras empresas con las que integre un mismo grupo económico, salvo aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios.

(iii)lo indicado en los puntos (i) y (ii) precedentes podrá ser considerado cumplido, en el caso de que el cliente que pretende acceder haya presentado:

a.una declaración jurada dejando constancia de que en el plazo previsto en el punto (e)(ii), salvo por aquellos directamente asociados a operaciones habituales en el marco del desarrollo de su actividad, no ha entregado en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos -excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales- a ninguna persona humana o jurídica;

b.una declaración jurada rubricada por cada persona humana o jurídica detallada en el punto (e)(i) a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en el punto (e)(ii), dejando constancia de lo requerido en los puntos (c), (d) y (e)(ii);

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

c.una declaración jurada rubricada por cada persona humana o jurídica detallada en el punto (e)(i), en la cual deje constancia de que: (x) cumple lo requerido en los puntos (c) y (d), o bien, (y) que en el plazo previsto en el punto (e)(ii), salvo por aquellos directamente asociados a operaciones habituales entre residentes de adquisición de bienes y/o servicios, no ha recibido en el país fondos en moneda local ni otros activos locales líquidos -excepto fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales- que hayan provenido del cliente o de alguna persona detallada en el punto (e)(i) a la cual el cliente le haya entregado fondos en los términos previstos en el punto (e)(ii).

Los clientes que hayan adquirido bonos BOPREAL en una suscripción primaria en el marco de lo dispuesto en "Operaciones con bonos BOPREAL" no deberán tener en cuenta a los efectos de la confección de las declaraciones juradas previstas en los puntos (c) y (d) precedentes las ventas con liquidación en moneda extranjera en el país o en el exterior de los bonos BOPREAL o las transferencias de estos bonos a depositarios en el exterior, cuando sean realizados por hasta el monto adquirido en la suscripción primaria. Tampoco deberán tener en cuenta en las declaraciones juradas indicadas, las ventas de títulos valores con liquidación en moneda extranjera en el exterior o las transferencias de títulos valores a depositarios en el exterior, cuando el valor de mercado de estas operaciones no supere a la diferencia entre el valor obtenido por la venta con liquidación en moneda extranjera en el exterior de bonos BOPREAL adquiridos en una suscripción primaria por deudas de importaciones de bienes y servicios elegibles de conformidad con lo dispuesto en "Operaciones con bonos BOPREAL" y su valor nominal, si el primero resultase menor.

El Punto 3.16.1 del Régimen Cambiario establece que las entidades deberán contar con la conformidad previa del BCRA para dar acceso al Mercado de Cambios a las personas humanas o jurídicas incluidas por la ARCA en la base de datos de facturas o documentos equivalentes calificados como apócrifos por dicho organismo. Este requisito no resultará aplicable para el acceso al Mercado de Cambios para las cancelaciones de financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales, incluyendo los pagos por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra.

De conformidad con el Punto 3.13.4 del Régimen Cambiario, las entidades deberán verificar previamente a dar curso a operaciones de egresos de fondos al exterior si el cliente está incluido en el listado de CUITs con operaciones inconsistentes en el sistema online implementado por el BCRA a tal efecto y, en caso afirmativo, deberá reforzar las medidas de control para determinar la razonabilidad y genuinidad de las operaciones. Las entidades conservarán la copia de las tareas realizadas en el legajo del cliente. Ante la detección de inconsistencias en la documentación presentada por un cliente que pretende cursar una operación, las entidades deberán abstenerse de cursar la operación e incorporar los datos de identificación del cliente en el sistema online. En todos los casos en que se detectaren indicios de un fraude cambiario, las entidades deberán instrumentar las correspondientes denuncias ante el BCRA en los términos de la Ley de Régimen Penal Cambiario.

Por último, el Punto 3.16.5 del Régimen Cambiario establece que si el cliente fuese un VPU adherido al RIGI que haya declarado ante el Ministerio de Economía que preveía hacer uso de los beneficios establecidos en el artículo 198 de la Ley de Bases en materia de cobro de exportaciones de bienes y servicios, deberá darse cumplimiento al requisito complementario previsto en el punto 14.4 del Régimen Cambiario.

Pagos de importaciones

El Punto 3.1 del Régimen Cambiario permite el acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de bienes, estableciendo diferentes condiciones según se trate de pagos de importaciones de bienes que cuentan con registro de ingreso aduanero, o de pagos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero pendiente, y en función de la fecha de vencimiento de los intereses que dichos endeudamientos comerciales devenguen.

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.

En cuanto al acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de bienes, rigen las siguientes disposiciones:

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

I. Pagos de importaciones de bienes con registro de Ingreso Aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023.

Las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios para cursar pagos diferidos de importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero a partir del 13 de diciembre de 2023 desde la fecha de registro de ingreso aduanero, en la medida que se trate de operaciones no comprendidas en el punto 10.6.6 del Régimen Cambiario y se verifiquen los restantes requisitos normativos aplicables.

Las entidades también podrán dar acceso al Mercado de Cambios para cursar pagos con registro de ingreso aduanero pendiente por operaciones no comprendidas en el punto 10.6.6. del Régimen Cambiario cuando, en adición a los restantes requisitos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 10.10.2 del Régimen Cambiario.

1.3. El acceso al Mercado de Cambios para realizar pagos con registro aduanero pendiente requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, el pago encuadre en las situaciones previstas en el punto 10.10.2 del Régimen Cambiario.

II. Stock de deuda. Importaciones de Bienes:

El acceso al Mercado de Cambios para realizar pagos de importaciones por bienes cuyo registro de ingreso aduanero se produjo hasta el 12 de diciembre de 2023 requerirá la conformidad previa del BCRA excepto cuando, adicionalmente a los restantes requisitos aplicables, sean operaciones financiadas por entidades financieras o agencias oficiales de crédito u organismos internacionales; cuando el pago se efectúe mediante una operación de canje y/o arbitraje utilizando fondos depositados en una cuenta local provenientes del cobro de capital e intereses en moneda extranjera de BOPREAL; entre otras situaciones detalladas en el punto 10.11 del Régimen Cambiario.

Pago de servicios prestados por no residentes

En virtud del Punto 3.2 del Régimen Cambiario las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios para cursar pagos de servicios prestados por no residentes en la medida que cuenten con documentación que permita avalar la existencia del servicio.

En el caso de deudas comerciales por servicios el acceso se produce a partir de la fecha de vencimiento, en la medida que se verifique que la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del “Relevamiento de activos y pasivos externos”.

En cuanto al acceso al Mercado de Cambios para el pago de importaciones de servicios rigen las siguientes disposiciones:

Pagos de servicios que fueron o serán prestados o devengados a partir del 13 de diciembre de 2023:

Las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios sin necesidad de contar con la conformidad previa del BCRA para cursar pagos de servicios prestados o que vayan a prestarse al 13 de diciembre de 2023 por no residentes, en la medida que se verifiquen los restantes requisitos normativos aplicables, cuando:

i) el pago corresponde a una operación que encuadra en los siguientes códigos de concepto:

S03. Servicios de transporte de pasajeros.

S06. Viajes (excluidas las operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos).

S23. Servicios audiovisuales.

S25. Servicios del gobierno.

S26. Servicios de salud por empresas de asistencia al viajero.

S27. Otros servicios de salud.

S34. Operaciones asociadas a consumos con tarjetas o débito en cuenta, de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos, por la prestación de servicios digitales no asociados a viajes.

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

S35. Operaciones asociadas a consumos con tarjetas o débito en cuenta, de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos, por la compra/venta no presencial de bienes.

S36. Operaciones asociadas a retiros y/o consumos con tarjetas o débito en cuenta, de residentes con proveedores no residentes o de no residentes con proveedores argentinos, excluyendo la prestación de servicios digitales no asociados a viajes o la compra/venta no presencial de bienes.

ii) los gastos que abonen a entidades financieras del exterior por su operatoria habitual.

iii) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto "S31. Servicios de fletes por

operaciones de exportaciones de bienes" en la cual los fletes forman parte de la condición de venta pactada con el comprador de los bienes y se concreta una vez que la exportación cuenta con el cumplido de embarque otorgado por la aduana.

iv) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto "S30. Servicios de fletes por operaciones de importaciones de bienes" y se concreta a partir de la fecha de prestación del servicio. En caso de tratarse de fletes de una operación de importación encuadrada en lo previsto en el punto 10.10.2.1., el pago podrá realizarse a partir del embarque de los bienes en origen.

v) el pago corresponde a una operación que encuadra en el concepto "S24. Otros servicios personales, culturales y recreativos" prestado por una contraparte vinculada al residente hasta el 13 de abril de 2025 y se concreta una vez transcurrido un plazo de 90 (noventa) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio.

vi) el pago corresponde a un servicio no comprendido en los Puntos 13.2.1. a 13.2.5. del Régimen Cambiario prestado por una contraparte no vinculada al residente y se concreta a partir de la fecha de prestación o devengamiento del servicio. Este plazo también será aplicable para las operaciones que correspondan a las transferencias al exterior de agentes locales por sus recaudaciones en el país de fondos correspondientes a servicios prestados por no residentes a residentes.

vii) el pago corresponde a un servicio no comprendido en los Puntos 13.2.1. a 13.2.5. del Régimen Cambiario prestado por una contraparte vinculada al residente y se concreta:

(a)una vez transcurrido un plazo de 90 (noventa) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio si esa fecha tuvo lugar a partir del 14 de abril de 2025.

(b)una vez transcurrido un plazo de 180 (ciento ochenta) días corridos desde la fecha de prestación o devengamiento del servicio si esa fecha es previa al 14 de abril de 2025.

Pagos de servicios que fueron o serán prestados o devengados a partir del 13/12/23 con anterioridad a lo previsto en los puntos 13.2.3. a 13.2.7 del Régimen Cambiario

Será admisible el acceso al Mercado de Cambios para pagos por servicios de no residentes prestados y/o devengados a partir del 13 de diciembre de 2023, con antelación a los plazos previstos en los puntos 13.2.3 a 13.2.7. del Régimen Cambiario, cuando, además de los demás requisitos aplicables, se verifiquen las siguientes situaciones.

(i)Que el cliente acceda al Mercado de Cambios con fondos originados en una financiación en moneda extranjera por importaciones de servicios otorgada por una entidad financiera local en la medida que las fechas de vencimiento y los montos de capital a pagar de la financiación otorgada sean compatibles con los previstos en el punto 13.2. del Régimen Cambiario.

Si la concesión de la financiación es anterior a la fecha de prestación o devengo del servicio, los plazos previstos en el punto 13.2 del Régimen Cambiario se computarán a partir de la fecha estimada de prestación o devengo más 15 (quince) días corridos.

En caso de tratarse de una operación del concepto "S30. Servicios de fletes por operaciones de importaciones de bienes" que encuadra en lo previsto en el punto 10.10.2.1. del Régimen Cambiario, deberá financiarse hasta la fecha estimada de embarque de los bienes en origen más un plazo adicional de 15 (quince) días corridos.

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

Si el otorgamiento de la financiación es posterior a la fecha de prestación o devengamiento del servicio, los plazos previstos en el punto 13.2. del Régimen Cambiario se computarán desde esta última fecha.

(ii)Que el cliente tenga acceso al Mercado de Cambios en forma simultánea a la liquidación de fondos por adelantos o prefinanciaciones de exportaciones del exterior o prefinanciaciones de exportaciones otorgadas por entidades financieras locales con fondeo en líneas de crédito del exterior, en la medida que se cumpla con lo estipulado en el punto 13.3.1 del Régimen Cambiario respecto de los plazos de vencimiento y los montos de capital a pagar por la financiación.

(iii)Que el cliente acceda al Mercado de Cambios simultáneamente con la liquidación de fondos originados en un Endeudamiento Financiero con el Exterior, en la medida en que se cumpla con lo dispuesto en la Sección 13.3.1 en cuanto a plazos de vencimiento y montos de capital a pagar por la financiación.

La porción del endeudamiento financiero que se utilice en virtud de lo dispuesto en este punto no podrá computarse a los efectos de otros mecanismos específicos que posibiliten el acceso al Mercado de Cambios a partir del ingreso y/o liquidación de este tipo de operaciones.

(iv)En el caso de que el pago por importación de servicios se realice en el marco del mecanismo previsto en el punto 7.11 Régimen Cambiario.

(v)El cliente cuente con una "Certificación para los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto Nº 277/2022)" emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17 del Régimen Cambiario.

(vi)El pago corresponde a la cancelación de deudas por operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 13 de diciembre de 2023, por entidades financieras locales o del exterior.

(vii)El pago corresponda a la cancelación de deudas por operaciones financiadas o garantizadas con anterioridad al 13 de diciembre de 2023, por organismos internacionales y/o agencias oficiales de crédito. Las entidades podrán considerar también como operación garantizada por una agencia oficial de crédito a aquella que se encuentre cubierta por una garantía emitida por una aseguradora privada por cuenta y orden de un gobierno nacional de otro país. En todos los casos, la entidad interviniente deberá contar con documentación en la que conste explícitamente tal situación.

(viii)El pago se concrete a la fecha de cierre de una operación de recompra y/o rescate de deudas encuadradas en los puntos 3.5.3.1. o 3.6.4.4. del Régimen Cambiario y corresponda a los servicios prestados por no residentes derivados a la emisión de los nuevos títulos de deuda y/o la operación de recompra y/o rescate.

(ix)El pago sea a una contraparte no vinculada al cliente y se concrete mediante la realización de un canje y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta en moneda extranjera en una entidad financiera local.

Pagos de servicios de no residentes prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023:

Se requerirá la aprobación previa del BCRA para acceder al Mercado de Cambios para efectuar pagos por servicios de no residentes prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, salvo que además de los demás requisitos aplicables, la entidad verifique los requisitos establecidos en el punto 13.5. del Régimen Cambiario.

Pagos de títulos de deuda suscriptos en el exterior y Endeudamientos Financieros con el Exterior

Tal y como se ha comentado anteriormente, para que los deudores residentes puedan acceder al Mercado de Cambios para realizar pagos de capital o intereses de Endeudamientos Financieros con el Exterior, es necesario que se haya ingresado y liquidado a través del Mercado de Cambios un monto equivalente al valor nominal del Endeudamiento Financiero con el Exterior y que la operación haya sido declarada en el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos. Véase "- Títulos de deuda suscriptos en el exterior y endeudamientos financieros con el exterior".

Este requisito de ingreso y liquidación se considerará cumplimentado en los siguientes casos:

(1) Los endeudamientos desembolsados con anterioridad al 1 de septiembre de 2019.

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

(2) Los endeudamientos originados a partir del 1 de septiembre de 2019 que no generen desembolsos por ser refinanciaciones de capital y/o intereses de deudas financieras con el exterior que hubieran tenido acceso en virtud de la normativa aplicable, en la medida que las refinanciaciones no anticipen el vencimiento de la deuda original.

(3) Por el monto de los gastos de otorgamiento y/o emisión que resulten aplicables y otros gastos debitados en el exterior por las operaciones bancarias involucradas.

(4) Por la diferencia entre el valor efectivo y el valor nominal en emisiones de títulos de deuda con registro público colocados bajo la par.

(5) Por la porción que corresponda a una capitalización de intereses prevista en el contrato de endeudamiento.

(6)Por la porción de los nuevos títulos de deuda que sean entregados por un residente a sus acreedores como prima de participación, recompra, rescate anticipado o similar en el marco de una operación de canje, recompra y/o rescate anticipado de Endeudamientos Financieros con el Exterior, en la medida que:

(i) el valor nominal de los nuevos títulos entregados, en concepto de prima de participación, recompra o rescate anticipado o similar, no supere el equivalente al 5% (cinco por ciento) del valor de capital de la deuda efectivamente canjeada o recomprada; y

(ii) los nuevos títulos de deuda contemplen como mínimo 1 (un) año de gracia para el pago de capital e impliquen una extensión mínima de 2 (dos) años respecto de la vida promedio del capital remanente de la deuda canjeada o recomprada.

(7) Por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público realizadas a partir del 7 de enero de 2021 que fueron entregadas a acreedores para refinanciar deudas financieras preexistentes con una extensión de la vida promedio, cuando corresponda al monto de capital refinanciado, los intereses devengados hasta la fecha de refinanciación y, en la medida que los nuevos títulos de deuda no registren vencimientos de capital durante los primeros 2 (dos) años, el monto equivalente a los intereses que se devengarían en los primeros 2 (dos) años por el endeudamiento que se refinancia anticipadamente y/o por la postergación del capital refinanciado y/o por los intereses que se devengarían sobre los montos así refinanciados.

(8) Por la porción suscripta con moneda extranjera en el país de emisiones de títulos de deuda con registro público en el exterior realizadas a partir del 5 de febrero de 2021, en la medida que se cumplan la totalidad de las condiciones detalladas en el Régimen Cambiario.

(9) Por los endeudamientos con el exterior originados a partir del 1 de septiembre de 2019 en una refinanciación del capital y/o intereses de deudas comerciales con el acreedor del exterior, en la medida que la nueva deuda financiera no anticipe vencimientos respecto de la deuda comercial refinanciada ni implique la realización de pagos antes de la fecha en que el cliente hubiera podido acceder por la deuda comercial en virtud de la normativa aplicable.

(10) Los Endeudamientos Financieros con el Exterior que encuadren en los puntos 7.11.1.3. y 7.11.1.5. del Régimen Cambiario en la medida que se demuestre el registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente a la financiación recibida. También se podrá computar el valor de los fletes que conste en la documentación de transporte asociada al registro de ingreso aduanero de los bienes, en la medida que los fondos de las operaciones contempladas en los puntos mencionados hayan sido destinados al pago en forma directa al proveedor de servicios de fletes de importaciones no incluidos en su condición de compra pactada.

(11) Los Endeudamientos Financieros con el Exterior que hayan sido encuadrados en el punto 7.10.2.2.ii) del Régimen Cambiario en la medida que se demuestre el registro de ingreso aduanero de bienes por un valor equivalente a la financiación recibida.

(12) Por la porción de las emisiones de títulos de deuda con registro público realizadas entre el 9 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023 con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años que fueron entregadas a acreedores de endeudamientos financieros con el exterior y/o títulos de deuda con registro público denominados en moneda extranjera con vencimientos entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de diciembre de 2023, como parte del plan de refinanciación oportunamente requerido en el punto 7 de la Comunicación A 7106 y concordantes (disposiciones receptadas en el punto 3.17. del Anexo de la Comunicación A 7914), en base a los parámetros determinados en el Régimen Cambiario.

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

El punto 3.5.4 del Régimen Cambiario establece que, en tanto continúe vigente el requisito de obtener conformidad previa para acceder al Mercado de Cambios para pagar, al vencimiento, el capital e intereses de Endeudamientos Financieros con el Exterior, dicho requisito no será aplicable cuando se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones:

(a) el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el "Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024" establecido en el artículo 2° del Decreto N° 892/20 ("Plan GasAr");

(b) los fondos hayan sido ingresados y liquidados a través del Mercado de Cambios a partir del 16 de noviembre de 2020; y

(c) el endeudamiento tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años.

Pagos en virtud de deudas con contrapartes vinculadas

Se requiere la conformidad previa del BCRA para acceder al Mercado de Cambios para la cancelación de capital e intereses de Endeudamientos Financieros con el Exterior cuando el acreedor sea una contraparte relacionada con el deudor residente, de acuerdo con el punto 3.5.6 del Régimen Cambiario. Asimismo, las deudas comprendidas en este punto continuarán sujetas a la conformidad previa aun cuando existiese una modificación del acreedor o del deudor que conlleve a que ya no exista una vinculación entre el acreedor y el deudor residente.

La conformidad previa del BCRA no será requerida cuando:

(i)se trate de operaciones propias de las instituciones financieras locales;

(ii)se trate de un Endeudamiento Financiero con el Exterior que tenga una vida promedio no inferior a 6 (seis) meses y los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el Mercado de Cambios a partir del 21 de abril de 2025;

(iii)se trate de un Endeudamiento Financiero con el Exterior que tenga una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años y los fondos hayan sido ingresados y liquidados por el Mercado de Cambios entre el 2 de octubre de 2020 y el 20 de abril de 2025;

(iv)se trate de un pago de intereses compensatorios que se devenguen a partir del 1 de enero de 2025 sobre el valor original remanente de deudas financieras con contrapartes vinculadas del exterior. Los punitorios u otros equivalentes que se devenguen desde el 1 de enero de 2025 continuarán alcanzados por el requisito de conformidad previa;

(v)el cliente es un VPU adherido al RIGI que cancela capital o intereses de Endeudamientos Financieros con el Exterior en el marco de lo previsto en el punto 14.2.1 del Régimen Cambiario.

(vi)se trate de un pago de intereses que se concreta simultáneamente con la liquidación por el importe al menos equivalente de:

(A)nuevos Endeudamientos Financieros con el Exterior con una vida promedio no inferior a 2 (dos) años y que contemplen como mínimo 1 (un) año de gracia para el pago de capital, en ambos casos contados desde la fecha en que se concreta el acceso al Mercado de Cambios.

(B)nuevos aportes de inversión directa de no residentes.

Los endeudamientos financieros y/o los aportes de inversión extranjera directa, que no podrán ser computados a los efectos de otros mecanismos considerados en el Régimen Cambiario, podrán ser ingresados y liquidados por el deudor que cancela los intereses o por otra empresa residente perteneciente a su grupo económico.

(vii)el cliente cuente con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto 277/22)", emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17 del Régimen Cambiario, por el equivalente del monto de capital que se abona.

(viii)se trate de un Endeudamiento Financiero con el Exterior que encuadra en el mecanismo del punto 7.11 del Régimen Cambiario y la fecha de acceso sea consistente con las condiciones requeridas para encuadrar en tal mecanismo.

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

(ix)el cliente cuente con una "Certificación de aumento de exportaciones de bienes" para los años 2021 a 2023 emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.18 del Régimen Cambiario por el equivalente del monto de capital que se abona.

(x)se trate de un Endeudamiento Financiero con el Exterior con una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años liquidado entre el 27 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023 y que fue utilizado para pagar deudas comerciales por la importación de bienes y servicios a partir de la emisión de una "Certificación de ingreso de nuevo endeudamiento financiero con el exterior" en el marco del punto 1. de la Comunicación A 7348 y concordantes (disposiciones receptadas oportunamente en el punto 3.19. del Anexo de la Comunicación A 7914).

(xi)se trate de un Endeudamiento Financiero con el Exterior con una vida promedio no inferior a los 2 (dos) años originado entre el 27 de agosto de 2021 y el 12 de diciembre de 2023, a partir de una refinanciación de deudas comerciales por la importación de bienes y servicios con el propio acreedor encuadrada en el punto 20 de la Comunicación A 7626 y concordantes (disposiciones receptadas oportunamente en el punto 3.20. del Anexo de la Comunicación A 7914).

Pagos de títulos de deuda u otros valores representativos de deuda denominados y pagaderos en moneda extranjera en el país

De acuerdo con el Punto 2.5 del Régimen Cambiario, las emisiones de residentes de títulos de deuda con registro público en el país que no constituyan Endeudamientos Financieros con el Exterior y/o de pagarés con oferta pública emitidos en el marco de la Resolución General N° 1003/24 de la CNV y concordantes y/o de valores de deuda fiduciaria de fiduciarios de fideicomisos fiduciarios con oferta pública concretadas con las disposiciones de la CNV en la materia, denominados y suscriptos en moneda extranjera, deberán ser liquidadas en el Mercado de Cambios como requisito para el posterior acceso a éste a los efectos de atender sus servicios de capital y/o intereses con moneda extranjera en el país en el marco de lo dispuesto en esta sección.

Se prohíbe el acceso al Mercado de Cambios para el repago de deudas y otras obligaciones en moneda extranjera entre residentes, contraídas a partir del 1 de septiembre de 2019.

Sin embargo, establece como excepciones la cancelación en el país a partir de su vencimiento de capital e intereses de:

(i)Financiaciones en moneda extranjera concedidas por entidades financieras locales (incluidos los pagos por consumo en moneda extranjera a través de tarjetas de crédito o de compra, excepto la cancelación de giros en descubierto en cuentas corrientes en Dólares Estadounidenses que sólo podrá efectuarse con fondos en esa moneda de libre disponibilidad del cliente).

(ii)Las emisiones de títulos de deuda realizadas a partir del 1 de septiembre de 2019 con el objeto de refinanciar deudas comprendidas en el punto (1) del párrafo siguiente y que conlleven un incremento de la vida promedio de las obligaciones.

(iii)Las emisiones realizadas a partir del 29 de noviembre de 2019 de títulos de deuda con registro público en el país que no califican como Endeudamiento Financiero con el Exterior, que estén denominadas y suscriptas en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el Mercado de Cambios.

En caso de tratarse de títulos de deuda emitidos por entidades financieras locales a través de operaciones concertadas a partir del 26 de mayo de 2025, el pago debe tener lugar una vez transcurrido, como mínimo, 12 (doce) meses desde su fecha de emisión.

(iv)Pagarés con oferta pública emitidos en el marco de la Resolución General 1003/24 de la CNV y concordantes, denominados y suscriptos en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el Mercado de Cambios.

(v)Valores de deuda fiduciaria emitidos por fiduciarios de fideicomisos financieros con oferta pública concretadas en concordancia con las disposiciones de la CNV en la materia, denominados y suscriptos en moneda extranjera y cuyos servicios de capital e intereses sean pagaderos en moneda extranjera en el país, en la medida que la totalidad de los fondos obtenidos hayan sido liquidados en el Mercado de Cambios.

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

(vi)Emisiones de valores comprendidos en los ítems (iii) a (v) que no generaron desembolsos por ser reestructuraciones de deudas comprendidas en esos mismos puntos, en la medida que las refinanciaciones no anticipen vencimientos respecto a la deuda original.

Las emisiones de títulos valores que cumplen las condiciones previstas los ítems (iii) a (v) para el acceso al Mercado de Cambios quedarán habilitados a cancelar sus servicios de capital e intereses a partir de su vencimiento mediante la aplicación en el país de cobros de exportaciones de bienes y servicios, en la medida que se cumplan los requisitos previstos en el punto 7.9 del Régimen Cambiario.

Las entidades también podrán dar acceso al Mercado de Cambios para la cancelación a partir de su vencimiento de:

(1) Obligaciones en moneda extranjera entre residentes instrumentadas mediante registros o escrituras públicos al 30 de agosto de 2019.

(2) Financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales pendientes al 30 de agosto de 2019.

El acceso al Mercado de Cambios con anterioridad al vencimiento requerirá la conformidad previa del BCRA, excepto que la operación encuadre en alguna de las siguientes situaciones y se cumplan todas las condiciones establecidas en cada caso:

(i)Cuando la deuda se origina en financiaciones en moneda extranjera otorgadas por entidades financieras locales por los consumos en moneda extranjera efectuados mediante tarjetas de crédito o de compra.

(ii)En el caso de otras financiaciones en moneda extranjera de entidades financieras locales, excepto la cancelación de giros en descubierto en cuentas corrientes en Dólares Estadounidenses, canceladas en forma simultánea con la liquidación de fondos desde el exterior por nuevos endeudamientos:

a. La precancelación sea efectuada de manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo Endeudamiento Financiero con el Exterior y/o una nueva prefinanciación de exportaciones del exterior;
b. la vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela;
c. el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento en ningún momento, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la financiación a precancelar; y
d. en caso de que el nuevo endeudamiento sea una prefinanciación de exportaciones del exterior, la entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente dejando constancia de que será necesaria la conformidad previa del BCRA para la aplicación de divisas de cobros de exportaciones a la cancelación del capital con anterioridad a los vencimientos computados a los efectos del cumplimiento de las condiciones indicadas.

Si la financiación precancelada por el cliente hubiese sido otorgada a partir de una línea de crédito del exterior, la entidad financiera podrá a su vez precancelar el capital y los intereses devengados de la línea de crédito por la parte proporcional a la deuda cobrada anticipadamente.

(iii)En el caso de precancelación de intereses en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda:

a.La precancelación de intereses se concreta en el marco de un proceso de canje de títulos de deuda emitidos por el cliente, en el cual se entrega al acreedor un nuevo título con registro público en el país que no califica como Endeudamiento Financiero con el Exterior.

b.el monto abonado antes del vencimiento corresponde a los intereses devengados a la fecha de cierre del canje;

c.la vida promedio de los nuevos títulos de deuda es mayor a la vida promedio remanente del título canjeado; y

d.el monto acumulado de los vencimientos de capital de los nuevos títulos en ningún momento, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital del título canjeado.

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

(iv)En el caso de precancelación de capital e intereses de un título de deuda comprendido en esta sección con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior por la emisión de un nuevo título de deuda que califica como Endeudamiento Financiero con el Exterior:

a.la precancelación de capital sea efectuada de manera simultánea con la liquidación de los fondos ingresados desde el exterior por la emisión de un nuevo título de deuda comprendido que califica como Endeudamiento Financiero con el Exterior emitido en el marco de una operación de refinanciación, recompra y/o rescate anticipado del título de deuda.

i.el nuevo título de deuda contempla un (1) año de gracia para el pago de capital y su vida promedio es al menos 2 (dos) años mayor a la vida promedio remanente del título de deuda que se precancela; y

ii.el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento en ningún momento podrá superar, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda que se cancela.

b.la precancelación de intereses corresponde a los intereses devengados por la deuda refinanciada hasta la fecha de cierre de la operación de recompra y/o rescate, sin necesidad de que exista una liquidación de fondos por el monto equivalente.

Adicionalmente, la entidad podrá darle acceso al Mercado de Cambios al cliente para:

a.pagar en concepto de prima de recompra, de rescate anticipado o similar hasta el equivalente del 5% (cinco por ciento) del monto del capital del título de deuda recomprado y/o rescatado, en la medida que el pago se concrete de manera simultánea con una liquidación de fondos ingresados desde el exterior por el nuevo título de deuda que exceda al monto de capital que se precancela, como mínimo, por un monto equivalente al monto de la prima abonada.

b.pagar a la fecha de cierre de la operación de recompra y/o rescate, sin necesidad de que exista una liquidación de fondos por el monto equivalente, los gastos de emisión u otros servicios prestados por no residentes en el marco de la emisión de los nuevos títulos de deuda emitidos y/o la operación de recompra y/o rescate.

(v)En el caso de precancelación de capital e intereses de un título de deuda comprendido en esta sección en forma simultánea con la liquidación de otros Endeudamientos Financieros con el Exterior:

a. La precancelación de capital e intereses sea efectuada de manera simultánea con los fondos liquidados de un nuevo Endeudamiento Financiero con el Exterior; y

b.La vida promedio del nuevo endeudamiento sea mayor a la vida promedio remanente del título de deuda que se precancela; y

c.El monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo endeudamiento en ningún momento, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital del título de deuda que se cancela.

(vi)En el caso de precancelación de capital e intereses de un título valor comprendido en esta sección o una financiación en moneda extranjera de una entidad financiera local que no hubiese sido otorgada a partir de una línea de crédito del exterior en forma simultánea con la liquidación de un nuevo título valor comprendido en esta sección.

a.La precancelación de capital e intereses devengados de un título valor comprendido en esta sección o una financiación en moneda extranjera de una entidad financiera local que no hubiese sido otorgada a partir de una línea de crédito del exterior sea efectuada de manera simultánea con los fondos liquidados por la emisión de un nuevo título valor comprendido en esta sección;

b.la vida promedio del nuevo título sea mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela;

c.el monto acumulado de los vencimientos de capital del nuevo título en ningún momento, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda que se cancela.

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

(vii)El cliente es un VPU adherido al RIGI que precancela capital o intereses devengados por deudas comprendidas en esta sección en el marco de lo previsto en el punto 14.2.1 del Régimen Cambiario.

(viii)En el caso de capital e intereses devengados de un título valor comprendido en esta sección o una financiación en moneda extranjera de una entidad financiera local que no hubiese sido otorgada a partir de una línea de crédito del exterior en forma simultánea con la liquidación de una nueva financiación en moneda extranjera de una entidad financiera local.

a.la precancelación de capital e intereses de un título valor comprendido en esta sección o una financiación en moneda extranjera de una entidad financiera local que no hubiese sido otorgada a partir de una línea de crédito del exterior sea efectuada de manera simultánea con los fondos liquidados por una nueva financiación en moneda extranjera otorgada por una entidad financiera local.

En caso de que se cancele una financiación en moneda extranjera de una entidad local, lo previsto en el párrafo precedente se considerará cumplido cuando se cuente con una certificación emitida por la entidad que otorgó el nuevo financiamiento respecto a la liquidación del monto requerido en las 48 (cuarenta y ocho) horas hábiles previas.

b.la vida promedio de la nueva deuda sea mayor a la vida promedio remanente de la deuda que se precancela.

c.el monto acumulado de los vencimientos de capital de la nueva deuda en ningún momento, hasta la fecha de vencimiento de la deuda que se cancela, podrá superar el monto que hubieran acumulado los vencimientos de capital de la deuda que se cancela.

Operaciones con bonos BOPREAL

Los BOPREAL son títulos emitidos por el BCRA para su suscripción en una colocación primaria, con los siguientes destinos: (i) por importadores de bienes, hasta el monto de la deuda pendiente por importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero efectuado con anterioridad al 12 de diciembre de 2023; (ii) por importadores de servicios, hasta el monto de la deuda pendiente por importaciones de servicios cuyo cumplimiento o devengamiento por parte del prestador no residente hubiera ocurrido con anterioridad al 12 de diciembre de 2023; (iii) para el pago de utilidades y dividendos adeudados a no residentes, a partir de la fecha en que su distribución hubiere sido aprobada por la asamblea de accionistas; (iv) por deudores de capital e intereses vencidos con contrapartes vinculadas sujetos a la conformidad previa del BCRA prevista en los puntos 3.3.3. y 3.5.6 del Régimen Cambiario.

a) Para importadores de bienes:

Los importadores de bienes podrán suscribir BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por sus importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá contar con las respectivas certificaciones sobre el monto pendiente de pago emitidas por la/s entidad/es encargada/s del seguimiento de las oficializaciones involucradas en el SEPAIMPO, a los fines de verificar que la totalidad de las siguientes condiciones se encuentran cumplidas:

(i)la obligación califica como una deuda por importaciones de bienes según lo indicado en el punto 10.2.4. del Régimen Cambiario.

(ii) la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".

(iii) se cumplen las condiciones previstas en el punto 10.3.2.1. del Régimen Cambiario para el acceso al Mercado de Cambios excepto aquella prevista en el inciso viii).

(iv)el cliente cumple los requisitos complementarios previstos en los puntos 3.16.1. a 3.16.4 del Régimen Cambiario. El punto 3.16.3. sólo será aplicable para clientes que no sean personas humanas residentes.

(v)se cuenta con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia que la deuda por la cual solicita la suscripción se encuentra pendiente de pago.

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

En determinados casos, la entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá contar con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia de que no ha solicitado la utilización de este mecanismo en otra entidad por esa deuda.

b) Para importadores de servicios:

Los importadores de servicios podrán suscribir BOPREAL por hasta el monto de la deuda pendiente de pago por sus importaciones de servicios en las que la prestación o devengamiento del servicio por parte del no residente haya tenido lugar hasta el 12 de diciembre de 2023. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá contar con la documentación que permita avalar la existencia del servicio, el monto adeudado a la fecha de suscripción y verificar que la totalidad de las siguientes condiciones se encuentran cumplidas:

(i)la obligación califica como una deuda por importaciones de servicios según lo indicado en el segundo párrafo del punto 13.1.2. del Régimen Cambiario.

(ii)la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".

(iii)el cliente cumple los requisitos complementarios previstos en los puntos 3.16.1. a 3.16.4 del Régimen Cambiario. El punto 3.16.3. sólo será aplicable para clientes que no sean personas humanas residentes.

(iv)cuenta con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia de que la deuda por la cual solicita la suscripción se encuentra pendiente de pago y de que no ha utilizado ya este mecanismo por esa deuda.

c) Por utilidades y dividendos de accionistas no residentes pendientes de pago o ya percibidas en el país:

Cuando se trate de utilidades y dividendos pendientes de pago a no residentes a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas, los clientes podrán suscribir BOPREAL por hasta el equivalente al monto en moneda local de las utilidades y dividendos pendientes de pago a accionistas no residentes a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá verificar el cumplimiento de los siguientes requisitos:

(i)Cuenta con la documentación que le permite avalar que la deuda pendiente corresponde a utilidades y dividendos de balances cerrados y auditados.

(ii)La operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".

(iii)El cliente cumple los requisitos complementarios previstos en los puntos 3.16.1. a 3.16.4 del Régimen Cambiario.

(iv) Cuenta con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia de que:

a.las utilidades y dividendos por las cuales solicita la suscripción se encuentran pendientes de pago,

b.no ha utilizado ya este mecanismo por esta deuda, y

c.toma conocimiento de que no tendrá acceso al Mercado de Cambios para pagar el equivalente de la deuda por la cual se suscribió excepto que el pago se concrete a partir de un canje y arbitraje con los fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los bonos BOPREAL.

Los clientes no residentes, por las utilidades y dividendos cobrados desde el 1 de septiembre de 2019, podrán suscribir BOPREAL por hasta el equivalente al monto en moneda local de las utilidades y dividendos cobrados desde dicha fecha a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas, ajustado por el último IPC disponible a la fecha de suscripción. La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá verificar el cumplimiento de los requisitos detallados en el punto 4.6.2 del Régimen Cambiario.

d) Suscripción de bonos BOPREAL por parte de deudores de capital e intereses vencidos con contrapartes vinculadas sujetos a la conformidad previa del BCRA prevista en los puntos 3.3.3. y 3.5.6 del Régimen Cambiario.

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

Los clientes podrán suscribir BOPREAL por hasta la suma adeudada a la fecha de la suscripción por:

(i)Intereses compensatorios vencidos hasta el 4 de julio de 2024 por deudas comerciales por importaciones de bienes y servicios con contrapartes vinculadas.

(ii)Intereses compensatorios vencidos hasta el 31 de diciembre de 2024 por deudas financieras con contrapartes vinculadas.

(iii)Capital vencido por deudas financieras con contrapartes vinculadas.

La entidad que concrete la oferta de suscripción en nombre del cliente deberá contar con la documentación que permite avalar la existencia de la deuda, el monto adeudado a la fecha de suscripción y verificar que:

1. la operación se encuentra declarada, en caso de corresponder, en la última presentación vencida del "Relevamiento de activos y pasivos externos".

2.el cliente cumple los requisitos complementarios previstos en los puntos 3.16.1. a 3.16.4 del Régimen Cambiario.

3.el cliente cumple con los restantes requisitos que resultarían aplicables para el acceso al Mercado de Cambios por el tipo de operación en virtud de la normativa vigente.

4.cuenta con una declaración jurada del cliente en la que deja constancia de que:

a. la deuda por la cual solicita la suscripción se encuentra pendiente de pago;

b. no ha utilizado ya este mecanismo por esta deuda; y

c. toma conocimiento de que no tendrá acceso al Mercado de Cambios para pagar el equivalente de la deuda por la cual se suscribió excepto que el pago se concrete a partir de un canje y arbitraje con los fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los bonos BOPREAL.

La mencionada entidad deberá realizar un boleto de venta de cambio a nombre del cliente por el código de concepto que identifique el tipo de operación, consignando el valor nominal en moneda extranjera de bonos BOPREAL adjudicado al importador.

e) Disposiciones complementarias asociadas a los BOPREAL.

Los clientes podrán, en la medida que se cumplan los requisitos aplicables, acceder al Mercado de Cambios mediante la realización de un canje y/o arbitraje con los fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los bonos BOPREAL para concretar las siguientes operaciones:

(i)el pago de deudas comerciales por importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023, que resultaban elegibles de acuerdo con lo dispuesto en el punto (a) precedente. También se podrán considerar comprendidos en este punto a aquellos pagos elegibles que se cursen por el Sistema de Moneda Locales (el “SML”) a partir de la venta de fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los bonos BOPREAL.

(ii)el pago de deudas comerciales por importaciones de servicios prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, que resultaban elegibles de acuerdo con lo dispuesto en el punto (b) precedente. También se podrán considerar comprendidos en este punto a aquellos pagos elegibles que se cursen por el SML a partir de la venta de fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los bonos BOPREAL.

(iii)el pago de deudas con accionistas no residentes por utilidades y dividendos, que resultaban elegibles de acuerdo con lo dispuesto en el primer párrafo del punto (c) precedente.

(iv) la repatriación de inversiones de portafolio de no residentes originadas en utilidades y dividendos cobrados en el país desde el 1 de septiembre de 2019, a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas por balances cerrados y auditados, que resultaban elegibles de acuerdo con lo dispuesto en el segundo párrafo del punto (c) precedente.

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

(v) el pago de capital e intereses de deudas con contrapartes vinculadas que resultaban elegibles de acuerdo con lo dispuesto en el punto (d) precedente.

Los clientes que hayan adquirido bonos BOPREAL en una suscripción primaria en el marco de lo dispuesto en los puntos (a), (b), (d) y el primer párrafo del punto (c) podrán realizar ventas de títulos valores contra cable sobre una cuenta de terceros en el exterior en la medida que se cumplan los requisitos previstos en el punto 4.3.2.3. del Régimen Cambiario, cuando se trate de la venta de los bonos BOPREAL adquiridos por el vendedor en las suscripciones primarias citadas.

También podrán liquidar, en las condiciones indicadas en el párrafo precedente, otras ventas de títulos valores concretadas a partir del 1 de abril de 2024 en la medida que el valor de mercado de estas operaciones no supere a la diferencia entre el valor obtenido por la venta con liquidación en moneda extranjera en el exterior de los bonos BOPREAL adquiridos en una suscripción primaria por deudas de importaciones de bienes y servicios elegibles y su valor nominal, si el primero resultase menor.

El punto 4.8 del Régimen Cambiario establece una serie de operaciones que podrán ser realizadas por los clientes que adquirieron BOPREAL en suscripción primaria.

En el caso de que un cliente haya concretado una operación de venta con obligación de recompra utilizando los BOPREAL adquiridos en una suscripción primaria será aplicable lo siguiente:

1.la venta de los títulos en el origen de la operación no deberá tenerse en cuenta a los efectos de la confección de las declaraciones juradas previstas en los puntos (c) y (d) de "- Requisitos generales";

2.la mencionada venta no habilitará al cliente a concretar las operaciones de títulos valores por la diferencia entre el valor obtenido por la venta y el valor nominal de los BOPREAL adquiridos en una suscripción primaria por deudas de importaciones de bienes y servicios elegibles.

3.una vez que el cliente haya recuperado la tenencia de los BOPREAL, los títulos tendrán el mismo tratamiento otorgado a los títulos adquiridos en una suscripción primaria.

Repatriaciones de inversiones directas y otras compras de moneda extranjera por parte de no residentes

De acuerdo con el Punto 3.13 del Régimen Cambiario, se requerirá la conformidad previa del BCRA para el acceso al Mercado de Cambios para la repatriación de inversiones de no residentes y otras compras de moneda extranjera por parte de clientes no residentes, excepto para las operaciones de:

(i)Organismos internacionales e instituciones que cumplan funciones de agencias oficiales de crédito;

(ii)Representaciones diplomáticas y consulares y personal diplomático acreditado en el país por transferencias que efectúen en ejercicio de sus funciones;

(iii)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;

(iv)Transferencias al exterior a nombre de personas humanas que sean beneficiarias de jubilaciones y/o pensiones abonadas por la ANSES u otros organismos previsionales y/o rentas vitalicias previsionales previstas por el art. 101 de la Ley 24.241, por hasta el monto percibido por tales conceptos en los últimos 30 días corridos y en la medida que la transferencia se efectúe a una cuenta bancaria de titularidad del beneficiario en su país de residencia registrado;

(v)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 en el conjunto de las entidades, en la medida que la entidad haya verificado en el sistema online implementado por el BCRA que el cliente ha liquidado un monto mayor o igual al que desea adquirir dentro de los 90 (noventa) días corridos anteriores; esta operatoria quedará habilitada a partir de que la venta de moneda extranjera liquidada por el cliente haya sido registrada ante el BCRA por la entidad interviniente de acuerdo a las pautas habituales (las liquidaciones encuadradas, durante su vigencia, en la operatoria con títulos valores por cuenta y orden de turistas no residentes no serán tomadas en cuenta a los efectos de este punto);

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

(vi)Transferencias a cuentas bancarias en el exterior de personas humanas por los fondos que percibieron en el país asociados a los beneficios otorgados por el Estado Nacional en el marco de las Leyes 24.043, 24.411 y 25.914 y concordantes;

(vii)Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales de un aporte de capital que haya sido ingresado y liquidado por el Mercado de Cambios a partir del 2 de octubre de 2020 en la medida que: (a) la repatriación tenga lugar como mínimo 180 (ciento ochenta) días corridos después de la liquidación de los fondos del aporte si el aporte fue ingresado y liquidado a partir del 21 de abril de 2025; o (b) la repatriación tenga lugar como mínimo 2 (dos) años después de su liquidación si el aporte fue ingresado y liquidado entre el 2 de octubre de 2020 y el 20 de abril de 2025;

(viii)Repatriaciones de inversiones directas de no residentes hasta el monto de los aportes de inversión ingresados y liquidados por el Mercado de Cambios a partir del 16 de noviembre de 2020 en la medida que se cumplan la totalidad de las siguientes condiciones: a) el destino de los fondos haya sido la financiación de proyectos enmarcados en el "Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – Esquema de oferta y demanda 2020-2024" establecido el artículo 2° del Decreto N° 892/20;

b) la entidad cuente con documentación que acredite el efectivo ingreso de la inversión directa en la empresa residente; y c) el acceso se produce no antes de los 2 (dos) años corridos desde la fecha de liquidación en el Mercado de Cambios de la operación que permite el encuadre en el presente punto;

(ix)Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas que no sean controlantes de entidades financieras locales, en la medida que cuente con una "Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/22)", emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17. del Régimen Cambiario, por el equivalente del monto a repatriar;

(x)Repatriaciones de inversiones directas de no residentes en empresas a través del acceso del residente que adquirió su participación en el capital en una empresa residente en la medida que:

a.el acceso se concrete en forma simultánea con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior por Endeudamientos Financieros con el Exterior o fondos provenientes de un préstamo financiero en moneda extranjera otorgado por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito de entidad financiera del exterior, que tengan una vida promedio no inferior a 4 (cuatro) años y que contemplen como mínimo 3 (tres) años de gracia para el pago de capital;

b.la empresa residente cuyo capital se transfiere quede comprendida entre los siguientes sectores: la forestoindustria, el turismo, la infraestructura, la minería, la tecnología, la siderurgia, la energía, el petróleo y el gas; y

c.la operación implique la transferencia de, como mínimo, el 10% (diez por ciento) del capital de la empresa residente.

En caso de que al momento de concretarse el acceso el cliente no cuente con la documentación que demuestre que ha tomado posesión de la participación en el capital que se abona, deberá realizar una declaración jurada en la que se compromete a presentarla dentro de los 60 (sesenta) días corridos de concretado el acceso al Mercado de Cambios.

Mediante la Comunicación "A" 8331, el BCRA estableció que, en el marco de lo dispuesto en este punto (x):

- lo aquí dispuesto será aplicable, cuando se cumplan los restantes requisitos previstos, a la adquisición de empresas residentes de todos los sectores económicos en la medida que no sean entidades financieras o empresas controlantes de ellas.

- las entidades también podrán dar acceso al Mercado de Cambios a clientes residentes cuando la operación que se concrete implique la compra del 100% (cien por ciento) del capital accionario de una empresa no residente, cuyo único activo sea la participación en la empresa local objeto de la operación. En este caso, adicionalmente a dar cumplimiento a lo establecido en los incisos a), b) y c) de este punto (x), el cliente residente deberá comprometerse mediante una declaración jurada firmada por el representante legal de la empresa o un apoderado con facultades suficientes para asumir este compromiso en nombre de la empresa, a:

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

(i)concretar en un plazo máximo de 12 (doce) meses desde la fecha de acceso al Mercado de Cambios por esta operación el cambio de residencia de la empresa adquirida estableciéndola como una empresa residente en Argentina;

(ii)que la empresa local, cuya participación se adquiere en forma indirecta, no girará utilidades y dividendos a la empresa del exterior adquirida hasta que se concrete lo expuesto en el punto anterior;

(iii)que en caso de vender la tenencia de la empresa del exterior adquirida en carácter de controlante de la empresa local a un no residente se deberá ingresar y liquidar en el Mercado de Cambios el pago recibido dentro de los 15 (quince) días hábiles.

(xi)repatriaciones de aportes de inversión directa de no residentes en un VPU adherido al RIGI encuadradas en el punto 14.2.3 del Régimen Cambiario;

(xii)repatriación por parte de no residentes de servicios de capital, rentas y el producido de las ventas de inversiones de portafolio en instrumentos con cotizaciones en mercados locales autorizados por la CNV, fondos comunes de inversión sin cotización directa conformados por esos instrumentos y/o los depósitos a la vista o a plazo en entidades financieras locales, siempre que:

(a) se cuente con la certificación de una entidad financiera local que acredite que la inversión fue constituida con fondos ingresados y liquidados en el Mercado de Cambios a partir del 21 de abril de 2025.

El requisito de liquidación se considerará cumplimentado cuando el cliente no residente haya aplicado moneda extranjera en forma directa a partir del 23 de mayo de 2025 a la suscripción primaria de títulos de deuda emitidos por el Tesoro Nacional.

(b) se cuente con la documentación que demuestre que el monto por el cual se accede al Mercado de Cambios no supera los servicios cobrados y/o el monto efectivamente recibido por la venta de la inversión realizada.

En el caso de que el cobro de los servicios o venta de la inversión sea percibido en moneda extranjera la repatriación podrá concretarse por hasta el equivalente de ese monto.

(xiii)Repatriaciones de inversiones de portafolio de no residentes originadas en utilidades y dividendos cobrados en el país desde el 1 de septiembre de 2019, a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas por balances cerrados y auditados, en la medida que la operación se concrete mediante la realización de un canje y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros en moneda extranjera de capital o intereses de los bonos BOPREAL.

Por otra parte, la mencionada Comunicación “A” 8331 estableció que las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios a clientes residentes para que se concrete la repatriación de inversiones de un no residente asociada a la adquisición por parte del residente de la participación del no residente en una concesión para la explotación de recursos naturales otorgada en el país en la medida que:

(i)el acceso se concrete en forma simultánea con la liquidación de fondos ingresados desde el exterior por Endeudamientos Financieros con el Exterior o fondos provenientes de un préstamo financiero en moneda extranjera otorgada por una entidad financiera local a partir de una línea de crédito de entidad financiera del exterior, que tengan una vida promedio no inferior a 4 (cuatro) años y que contemplen como mínimo 3 (tres) años de gracia para el pago de capital;

(ii)la operación implique la transferencia de, como mínimo, el 10% (diez por ciento) de la participación en el contrato de concesión.

(iii)en caso de que al momento de concretarse el acceso el cliente no cuente con la documentación que demuestre que ha tomado posesión de la participación que se abona, deberá realizar una declaración jurada en la que se compromete a presentarla dentro de los 60 (sesenta) días corridos de concretado el acceso al Mercado de Cambios.

Acceso al Mercado de Cambios por parte de los particulares

Las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios a las personas humanas residentes, sin conformidad previa del BCRA para la compra de billetes en moneda extranjera para su tenencia o para la constitución de depósitos en la medida que se cumplan la totalidad de los siguientes requisitos:

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

(i)La operación se curse con débito en cuenta del cliente en entidades financieras locales o el uso de efectivo de moneda local por parte del cliente no supere el equivalente a US$ 100 en el mes calendario en el conjunto de las entidades y por el conjunto de los conceptos señalados.

En caso de que el cliente utilice efectivo en moneda local, la entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente en la cual deje constancia de que cumple con el requisito mencionado precedentemente.

(ii)La entidad vendedora deberá entregar los billetes 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.

(iii)La entidad ha registrado la operación en el sistema online implementado a tal efecto por el BCRA.

(iv)En todos los casos, la entidad deberá obtener evidencia de que el cliente posee ingresos y/o activos consistentes con el ahorro en moneda extranjera.

En todos los casos, la entidad deberá contar con una declaración jurada del cliente en la que deje constancia de que se compromete a no concertar, de manera directa o indirecta o por cuenta y orden de terceros, compras de títulos valores con liquidación en moneda extranjera a partir del momento en que requiere el acceso y por los 90 (noventa) días corridos subsiguientes. El compromiso indicado no comprenderá a las compras de títulos valores con liquidación en moneda extranjera que se concreten:

(i)en el marco de suscripciones primarias de títulos de deuda emitidos por residentes y en la medida que el comprador los mantenga en su cartera como mínimo 15 (quince) días hábiles.

Este plazo mínimo no será aplicable cuando la suscripción primaria se haya concretado hasta el 9 de diciembre de 2025 o la venta de los títulos suscriptos se haga con liquidación en moneda extranjera.

(ii)a partir de la reinversión de los cobros en moneda extranjera de servicios de capital y/o intereses de títulos emitidos por el Tesoro Nacional o el BCRA dentro de los 15 (quince) días hábiles siguientes a la fecha de cobro.

Las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios a las personas humanas residentes para la formación de activos externos, la remisión de ayuda familiar y para la operatoria con derivados en la medida que no encuadre en el punto 3.12.1 del Régimen Cambiario, sin la conformidad previa del BCRA, en la medida que se cumplan la totalidad de los siguientes requisitos:

(i)El cliente no supere, en el mes calendario en el conjunto de las entidades y por el conjunto de los conceptos señalados, el equivalente a US$ 200.

(ii)La operación se curse con débito en cuenta del cliente en entidades financieras locales.

Si el cliente utiliza efectivo el monto comprado por el cliente no supere el equivalente a US$ 100 en el mes calendario en el conjunto de las entidades y por el conjunto de los conceptos señalados.

(iii)La entidad cuenta con una declaración jurada del cliente en la que consta que el cliente cumple con los requisitos mencionados precedentemente.

(iv)La entidad ha constatado en el sistema online implementado a tal efecto que lo declarado por el cliente resulta compatible con los datos existentes en el BCRA.

(v)En el caso de que la operación corresponda a conceptos incluidos en la formación de activos externos del cliente, la entidad 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.

En todos los casos, la entidad deberá obtener evidencia de que el cliente posee ingresos y/o activos consistentes con el ahorro en moneda extranjera.

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

Acceso al Mercado de Cambios por parte de los fideicomisos de garantía para el pago de capital e intereses

De acuerdo con el Punto 3.7 del Régimen Cambiario, los fideicomisos de garantía argentinos creados para garantizar los pagos de capital e intereses de los deudores residentes pueden acceder al Mercado de Cambios para realizar dichos pagos a su vencimiento programado, en la medida en que, de acuerdo con la normativa vigente aplicable, el deudor hubiera tenido acceso al Mercado de Cambios para realizar dichos pagos directamente.

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

De acuerdo con el Punto 3.10 del Régimen Cambiario, el acceso al Mercado de Cambios para la constitución de activos extranjeros y para las operaciones de derivados por parte de personas jurídicas que no sean entidades autorizadas para operar en cambios, gobiernos locales, fondos comunes de inversión, otras universalidades establecidas en Argentina, requiere la autorización previa del BCRA.

Operaciones con derivados financieros

Las entidades podrán dar acceso al Mercado de Cambios para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura de tasa de interés por las obligaciones de residentes con el exterior declaradas y validadas, 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 la celebración de los mismos.

El cliente que acceda al Mercado de Cambios usando este mecanismo deberá nominar a una entidad 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 5 (cinco) días hábiles siguientes.

Las restantes operaciones de derivados financieros que quieran ser cursadas con acceso al Mercado de Cambios por parte de residentes que no sean entidades autorizadas a operar en cambios se regirán por lo dispuesto en los puntos 3.9 y 3.10 del Régimen Cambiario, según corresponda.

Todas las liquidaciones de las operaciones de futuros en mercados regulados, “forwards”, opciones y cualquier otro tipo de derivados concertados en el país que realicen las entidades a partir del 11 de septiembre de 2019 deberán efectuarse en moneda local.

Pago de utilidades y dividendos

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

i.Las utilidades y dividendos deberán corresponder a balances cerrados y auditados.

ii.El monto total abonado a los accionistas no residentes no deberá superar el monto en pesos argentinos que les corresponda según la distribución determinada por la asamblea de accionistas.

iii.De ser aplicable, se deberá haber cumplido con el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos por las operaciones involucradas.

iv.La empresa encuadra dentro de alguna de las siguientes situaciones y cumple todas las condiciones estipuladas en cada caso:

(a)Se trata de utilidades distribuibles obtenidas a partir de ganancias realizadas en estados contables anuales regulares y auditados de ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2025.

(b)El cliente realiza una operación de canje y/o arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros en moneda extranjera de capital o intereses de los BOPREAL.

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

(c)El cliente es un VPU adherido al RIGI y las utilidades corresponden a aportes de inversión extranjera directa que encuadran en lo previsto en el punto 14.2.2 del Régimen Cambiario.

El cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.

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

(e)Utilidades generadas en proyectos enmarcados en el Plan GasAr. En este caso, (i) las utilidades generadas por los aportes de inversión extranjera directa ingresados y liquidados por el Mercado de Cambios a partir del 16 de noviembre de 2020, destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el Plan GasAr establecido en el artículo 2 del Decreto Nº 892/2020. Si el cliente es beneficiario directo del Decreto N° 277/2022, el valor de los beneficios del decreto utilizados por el cliente, en forma directa o indirecta, deberán ser deducidos del monto que se habilita en el párrafo precedente; (ii) el acceso al Mercado de Cambios se produce no antes de los 2 años corridos contados desde la fecha de la liquidación en el Mercado de Cambios del aporte que permite el encuadre en el presente punto; y (iii) el cliente deberá presentar la documentación que avale la capitalización definitiva del aporte.

(f)Cuenta con una “Certificación por los regímenes de acceso a divisas para la producción incremental de petróleo y/o gas natural (Decreto N° 277/22)”, emitida en el marco de lo dispuesto en el punto 3.17. del Régimen Cambiario, por el equivalente al valor de utilidades y dividendos que se abona.

(g)Cuenta con una “Certificación de aumento de exportaciones de bienes” para los años 2021 a 2023 emitida en el marco del punto 3.18 del Régimen Cambiario, por el equivalente al valor de utilidades y dividendos que se abona.

Otras disposiciones específicas

Operaciones de canje y arbitraje

Las entidades financieras pueden realizar operaciones de canje de divisas y arbitraje no asociadas a un ingreso de divisas desde el exterior en los siguientes casos con sus clientes:

i.Un individuo transfiere fondos de sus cuentas locales (que ya están en moneda extranjera) a sus propias cuentas bancarias fuera de Argentina;

ii.La transferencia de divisas al exterior por parte de los depositarios comunes locales de valores negociables en relación con los ingresos recibidos en moneda extranjera a cuenta de los servicios de capital e intereses de los bonos del Tesoro Nacional o del BCRA, cuando dicha operación forme parte del procedimiento de pago a solicitud de los depositarios comunes extranjeros;

iii.Las transferencias de divisas al exterior para realizar pago de importaciones de bienes y servicios en el marco de lo previsto en los puntos 10.10.2.13, 10.10.2.14 y 13.3.9. del Régimen Cambiario a partir de fondos en moneda extranjera depositados en entidades financieras locales;

iv.Las operaciones de arbitraje no originadas en transferencias desde el exterior podrán realizarse sin ninguna restricción, en la medida que los fondos sean debitados de una cuenta en moneda extranjera que el cliente posea en una institución financiera local. En la medida en que los fondos no sean debitados de una cuenta en moneda extranjera mantenida por el cliente, estas operaciones podrán ser realizadas por personas físicas, sin la conformidad previa del BCRA, hasta el monto permitido para el uso de efectivo en los Puntos 3.8, 3.9 y 3.13 del Régimen Cambiario;

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

v.Las operaciones de canje y arbitraje con fondos depositados en una cuenta local y originados en cobros de capital e intereses en moneda extranjera de los BOPREAL, en la medida que se cumplan los requisitos aplicables, destinadas a: (a) El pago de deudas comerciales por importaciones de bienes con registro de ingreso aduanero hasta el 12 de diciembre de 2023, elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el Punto 4.4. del Régimen Cambiario; (b) El pago de deudas comerciales por importaciones de servicios prestados o devengados hasta el 12 de diciembre de 2023, elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el Punto 4.5. del Régimen Cambiario; (c) El pago de deudas con accionistas no residentes por utilidades y dividendos elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el Punto 4.6.1. del Régimen Cambiario; (d) La repatriación de inversiones de portafolio de no residentes originadas en utilidades y dividendos cobrados en el país desde el 1 de septiembre de 2019, a partir de la distribución determinada por la asamblea de accionistas por balances cerrados y auditados, elegibles de acuerdo a lo dispuesto en el Punto 4.6.2. del Régimen Cambiario; y (e) el pago de capital e intereses compensatorios de deudas con contrapartes vinculadas que resultaban elegibles de acuerdo con lo dispuesto en el punto 4.7 del Régimen Cambiario;

vi.Todas las demás operaciones de canje y de arbitraje pueden ser realizadas por los clientes sin la conformidad previa del BCRA en la medida en que, de instrumentarse como operaciones individuales pasando por pesos, puedan realizarse sin dicha conformidad de acuerdo con las normas cambiarias vigentes. Esto también se aplica a los depositarios comunes locales de valores con respecto a los ingresos recibidos en moneda extranjera como pagos de capital e intereses de valores en moneda extranjera pagados en Argentina.

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

Operaciones con títulos valores

De acuerdo con las Normas de la CNV, se estableció un período mínimo de tenencia de 1 día hábil contado desde su acreditación en el Agente Depositario Central de Valores Negociables, únicamente respecto de aquellos clientes que no revistan el carácter de personas humanas residentes:

a)Ventas de valores negociables con liquidación en moneda extranjera, en cualquier jurisdicción y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, en la medida en que la compra de dichos valores se haya realizado con pesos argentinos;

b)Transferencias de valores negociables adquiridos con liquidación en moneda nacional a entidades depositarias del exterior, cualquiera sea la ley de emisión de los mismos, salvo en aquellos casos en que la acreditación: (i) sea producto de la colocación primaria de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional o de BOPREAL; (ii) sea realizada en los términos de lo dispuesto por los puntos 3.16.3.6.v) y 4.7.2., segundo párrafo, del Régimen Cambiario, o (iii) se trate de acciones y/o CEDEARs con negociación en mercados regulados por la CNV.

c)Aplicar valores negociables provenientes de entidades depositarias del exterior a operaciones con liquidación en moneda extranjera, en cualquier jurisdicción y cualquiera sea la ley de emisión de los mismos.

Los Agentes de Liquidación y Compensación y los Agentes de Negociación deberán constatar el cumplimiento del plazo mínimo de tenencia antes referido.

No quedan comprendidas en lo indicado precedentemente las transferencias de títulos valores a entidades depositarias del exterior que realice el cliente con el objeto de participar de un canje de títulos de deuda emitidos por el Gobierno Nacional, gobiernos locales u emisores residentes del sector privado. El cliente deberá presentar la correspondiente certificación por los títulos de deuda canjeados.

De acuerdo con las Normas de la CNV, para dar curso a las órdenes y/o registrar operaciones en el ámbito de los mercados autorizados por la CNV, respecto de las operatorias previstas en los puntos 3.16.3.1. y 3.16.3.2. del Régimen Cambiario, los Agentes de Negociación, los Agentes de Liquidación y Compensación y los Agentes de Corretaje de Valores Negociables deberán:

a)Si la operación va a ser realizada por clientes no residentes que no revistan el carácter de intermediarios y/o entidades similares radicados en el exterior regulados por Comisiones de Valores u otros organismos de control: (i) constatar que las operaciones a ser realizadas por dichos clientes son para su propia cartera y con fondos propios, y (ii) constatar que el volumen operado diario no supere el importe de $ 200.000.000;

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

b)Si la operación va a ser realizada por clientes no residentes que revistan el carácter de intermediarios y/o entidades similares radicados en el exterior regulados por Comisiones de Valores u otros organismos de control, ya sea actuando para cartera propia o por cuenta y orden de terceros clientes locales argentinos: constatar que el volumen operado diario no supere el importe de $ 200.000.000. Si el intermediario extranjero actúa como depositario de acciones emitidas por emisores locales y realiza la operación con el propósito de pagar dividendos a los tenedores de ADRs, GDRs o certificados similares mantenidos en custodia en el extranjero, no está sujeto a este requisito;

c)Si la operación va a ser realizada por clientes residentes, actuando en nombre de terceros residentes o no residentes, constatar que el volumen operado diario no supere el importe de $ 200.000.000; y

d)Si la operación va a ser realizada por clientes residentes actuando para cartera propia y con fondos propios, no será de aplicación el límite diario mencionado anteriormente.

Las restricciones antes mencionadas no resultan aplicables, entre otros:

(1) a los BOPREAL adquiridos en licitación primaria;

(2) a la venta de valores negociables con liquidación en moneda extranjera y en jurisdicción local previamente adquiridos en pesos por clientes residentes individuales o corporativos con fondos provenientes de préstamos hipotecarios UVA otorgados por entidades financieras autorizadas para actuar como tales bajo los términos de la Ley de Entidades Financieras, hasta el monto de los créditos referidos y siempre que los ingresos provenientes de estas ventas se apliquen a la compra de bienes inmuebles en el país dentro del marco de los créditos mencionados;

(3) para dar curso a transferencias emisoras a entidades depositarias del exterior de valores negociables:

(a) emitidos con fecha/s de amortización -total o parcial- no inferior/es a dos (2) años desde la fecha de su emisión; o (b) emitidos por el Tesoro Nacional con fecha/s de amortización -total o parcial- no inferior/es a ciento ochenta (180) días desde la fecha de su emisión; o (c) BOPREAL; cuando su previa acreditación -en todos los casos- haya sido como resultado de un proceso de colocación o de licitación primaria, hasta el valor nominal total así suscripto de la respectiva especie.

(4) para dar curso a transferencias emisoras a entidades depositarias del exterior en los términos de lo dispuesto por los puntos 3.16.3.6.v) y 4.8.2. (segundo párrafo) del Régimen Cambiario.

(5) para dar curso a transferencias emisoras a entidades depositarias del exterior de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional - cualquiera sea la ley de emisión y cualquiera sea el plazo de su amortización-, en la medida que aquellos hubieran sido previamente adquiridos y acreditados como resultado de un proceso de reinversión de los servicios de valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional –pagaderos en pesos en el país, con fecha/s de amortización -total o parcial- no inferior/es a ciento ochenta (180) días desde su emisión y oportunamente adquiridos en colocación o licitación primaria, hasta el valor nominal total así suscripto de la respectiva especie-, por hasta el importe correspondiente a dichos servicios y el producido de sus sucesivas reinversiones, debiendo asimismo los agentes constatar el cumplimiento de tales condiciones en forma previa a dar curso a cualquiera de dichas transferencias y, a tales efectos, conservar en los respectivos legajos la documentación respaldatoria que acredite la adquisición de los referidos valores negociables, el cobro de sus servicios y su reinversión en otros valores negociables emitidos por el Tesoro Nacional, por hasta el importe antes señalado.

Régimen informativo del BCRA: Relevamiento de Activos y Pasivos Externos

El 28 de diciembre de 2017, el BCRA reemplazó los regímenes de información establecidos en las Comunicaciones “A” 3602 y “A” 4237 por la Comunicación “A” 6401 (conforme fuera posteriormente complementada y modificada por las Comunicaciones "A" 6795 y 8304), por un régimen unificado, el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.

Para las presentaciones de los datos correspondientes al primer trimestre de 2020 y hasta el cuarto trimestre de 2025 inclusive, la declaración del Relevamiento de Activos y Pasivos Externos se rige por los siguientes lineamientos:

o Todas las personas jurídicas o humanas con pasivos externos a fin de cualquier trimestre calendario, o que los hubieran cancelado durante ese trimestre, deberán declarar el Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.

o Aquellos declarantes para los cuales el saldo de activos y pasivos externos a fin de cada año alcance o supere el equivalente a los US$ 50 millones, deberán efectuar una presentación anual (la cual permitirá complementar, ratificar y/o

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

rectificar las presentaciones trimestrales realizadas), que podrá ser presentada optativamente por cualquier persona jurídica o humana.

A partir de los datos correspondientes al primer trimestre de 2026, la declaración del Relevamiento de Activos y Pasivos Externos se regirá por los siguientes lineamientos:

(a)Muestra principal: Todas las personas jurídicas o humanas que cuenten con un saldo de activos y pasivos externos por un valor igual o superior a US$ 10 millones a fin de cualquier trimestre calendario, deberán realizar la presentación de manera trimestral.

En caso de que un declarante sea parte de la muestra principal en cualquier trimestre, mantendrá esa condición durante todo el año calendario.

En caso de que el declarante deje de registrar pasivos externos, deberá igualmente presentar la declaración correspondiente al trimestre en que dicha situación ocurra, a fin de reflejar la cancelación de los mismos.

Este grupo no deberá realizar una declaración trimestral del estado de resultados. Asimismo, debe realizar una declaración anual simplificada donde se informarán únicamente los formularios correspondientes a los inversores y los estados de resultados, de evolución del patrimonio neto y balance general.

(b)Muestra secundaria: Todas las personas jurídicas o humanas que cuenten con un saldo de activos y pasivos externos por un valor menor a US$ 10 millones a fin de cada trimestre calendario. De mantenerse esta situación en cada trimestre del año, deberán realizar sólo una presentación anual. Si en cualquier trimestre el valor de los activos o pasivos externos de un declarante igual a o supera los US$ 10 millones, pasará a ser parte de la muestra principal, debiendo cumplir con las declaraciones de dicho grupo.

En caso de que el declarante deje de poseer pasivos externos, deberá igualmente presentar la declaración anual correspondiente al año en que dicha situación ocurra, a fin de reflejar la cancelación de los mismos.

Asimismo, para ser elegible para integrar la muestra secundaria, no deberá registrarse que el declarante posea deudas iguales o superiores al umbral antedicho en otros relevamientos asociados del BCRA a fin del trimestre calendario de referencia. Las entidades no podrán cobrar comisiones por reportar circunstancias que impliquen una reducción de dichas deudas sin acceso al Mercado de Cambios.

El acceso al Mercado de Cambios para el reembolso del endeudamiento financiero exterior y otras operaciones está condicionado al cumplimiento por parte del deudor del Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.

Comunicación "A" 8417

En fecha 9 de abril de 2026, el BCRA emitió la Comunicación "A" 8417, mediante la cual efectuó las siguientes modificaciones al texto ordenado de Exterior y Cambios:

1. En primer lugar, establece que, en la medida en que se cumpla con los requisitos aplicables, las personas humanas quedarán exceptuadas de la obligación de liquidación de los cobros de exportaciones de bienes, lo cual no alcanza a las exportaciones oficializadas por personas humanas por cuenta y orden de personas jurídicas, patrimonios u otras universalidades;
2. Asimismo, extiende a todos los conceptos de servicios la excepción a la obligación de liquidación de cobros de exportaciones de servicios que realicen personas humanas conforme lo establecido en la normativa;
3. Por otro lado, deja sin efecto los límites establecidos para los retiros en el exterior en carácter de adelanto en efectivo.
4. Por último, en lo que respecta a la compra de moneda extranjera para operaciones con derivados financieros, incorpora que las entidades podrán dar acceso al mercado de cambios para el pago de primas, constitución de garantías y cancelaciones que correspondan a operaciones de contratos de cobertura entre monedas extranjeras por las obligaciones de residentes con el exterior, en tanto no se cubran riesgos superiores a los pasivos externos que efectivamente registre el deudor en la moneda cuyo riesgo se está cubriendo con la celebración de ellos. El cliente que acceda al mercado de cambios usando este mecanismo deberá nominar a una entidad para que realice el seguimiento de la operación y firmar una declaración jurada en la que se compromete a ingresar y liquidar los

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

fondos que resulten a favor del cliente local como resultado de esa operación, o como resultado de la liberación de los fondos de las garantías constituidas, dentro de los 5 días hábiles siguientes.

Régimen Penal Cambiario

El Régimen Cambiario establece que las operaciones que no cumplan con las normas cambiarias establecidas por dicho cuerpo normativo estarán sujetas al Régimen Penal Cambiario (Ley N° 19.359 y modificatorias).

Para mayor información sobre las restricciones y regulaciones de control de cambios vigentes, los inversores deben buscar asesoramiento de sus asesores legales y leer las normas aplicables mencionadas en este documento, así como sus modificaciones y regulaciones complementarias, que están disponibles en el sitio web: www.infoleg.gob.ar, o en el sitio web del BCRA: www.bcra.gob.ar, según corresponda. Ninguna de las informaciones en o conectadas a dichos sitios web está incorporada por referencia en este Prospecto.

d) Carga tributaria

Lo que sigue es un resumen de las principales cuestiones impositivas de Argentina que pueden ser de relevancia en relación con la adquisición, titularidad y disposición de las Obligaciones Negociables, y no implica una descripción amplia de los aspectos impositivos de Argentina relacionados con una inversión en las Obligaciones Negociables.

Se recomienda a los posibles compradores de las Obligaciones Negociables consultar a sus propios asesores impositivos acerca de las consecuencias, conforme a las leyes impositivas del país del que son residentes, de invertir en las Obligaciones Negociables, incluyendo, sin limitación, el cobro de intereses y la venta, rescate o cualquier disposición de las Obligaciones Negociables. Argentina tiene celebrados tratados impositivos con diversos países a fin de evitar la duplicación de impuestos sobre la renta y el patrimonio. En caso de que algún inversor a efectos impositivos resida en uno de los países con convenio, en principio, sus normas serán aplicables antes que la normativa local, excepto que esta última ofrezca tratamiento más favorable que el previsto en el correspondiente convenio.

No obstante que la descripción que sigue se ampara en una interpretación razonable de las normas vigentes, no puede asegurarse que las autoridades de aplicación o los tribunales concuerden con todos y cada uno de los comentarios aquí efectuados.

I.Tratamiento en materia de Impuesto a las Ganancias para ciertos Beneficiarios del Exterior, personas humanas y sucesiones indivisas residentes en el país

Tratamiento aplicable al pago de intereses

En virtud del Artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables, los intereses derivados de las Obligaciones Negociables que cumplan con las Condiciones del Artículo 36 (según se define más adelante) resultan exentos del Impuesto a las Ganancias (el "IG") cuando son cobrados por (a) personas humanas residentes en Argentina, (b) sucesiones indivisas residentes en el país y (c) personas humanas, sucesiones indivisas y entidades residentes en el exterior a los fines fiscales ("Beneficiarios del Exterior") que no residan en "jurisdicciones no cooperantes" o los fondos invertidos no provengan de "jurisdicciones no cooperantes".

De no cumplir con las Condiciones del Artículo 36, los intereses de las Obligaciones Negociables no amparados por la mencionada exención se encontrarían gravados:

1)A una alícuota de hasta 35% sobre el total de los intereses devengados para (a) personas humanas residentes en Argentina, (b) sucesiones indivisas residentes en Argentina;

2)A una alícuota del 35% sobre la presunción de ganancia neta del 43% o del 100% según la condición que revistan el tomador y el acreedor, conforme lo dispuesto en el Artículo 104 inciso c) apartados 1 y 2 de la Ley de Impuesto a las Ganancias ("LIG") para (c) Beneficiarios del Exterior que no residan en "jurisdicciones no cooperantes" o los fondos invertidos no provengan de "jurisdicciones no cooperantes".

Tratamiento aplicable a las ganancias de capital

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

En virtud del Artículo 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables y el inciso (u) del Artículo 26 de la LIG las ganancias de capital derivadas de la venta, el intercambio o cualquier otra forma de disposición de Obligaciones Negociables están exentas del IG cuando son obtenidas por (a) personas humanas residentes en Argentina, (b) sucesiones indivisas residentes en Argentina y (c) Beneficiarios del Exterior que no residan en "jurisdicciones no cooperantes" o los fondos invertidos no provengan de "jurisdicciones no cooperantes".

En el caso de una venta u otra forma de disposición de Obligaciones Negociables no califique como exenta, la ganancia neta de fuente argentina se encontraría gravada:

1)A una alícuota del 15% sobre el resultado neto de la venta en el caso de valores en moneda extranjera (con las Obligaciones Negociables) para (a) personas humanas residentes en Argentina, (b) sucesiones indivisas residentes en Argentina;

2)A una alícuota del 15% para (c) Beneficiarios del Exterior que no residan en "jurisdicciones no cooperantes" o los fondos invertidos no provengan de "jurisdicciones no cooperantes", aplicable, a elección del Beneficiario del Exterior, sobre: (i) una base presunta del 90% del precio de venta conforme el inciso i) del artículo 104 de la LG, o (ii) sobre la ganancia neta determinada real.

Condiciones del Artículo 36

Como se mencionó anteriormente, la exención del IG prevista en la Sección 36 bis de la Ley de Obligaciones Negociables sobre intereses y ganancias de capital aplicará en la medida en que se cumplan las condiciones previstas en el Artículo 36 de dicha ley (las "Condiciones del Articulo 36"):

1)Las Obligaciones Negociables deben ser colocadas mediante una oferta pública autorizada por la CNV; y los fondos obtenidos por la colocación deben ser aplicados a uno o más de los siguientes propósitos: (i) inversiones en activos físicos y bienes de capital situados en el país, (ii) adquisición de fondos de comercio situados en el país, (iii) integración de capital de trabajo en el país, (iv) refinanciación de pasivos, (v) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la sociedad emisora, (vi) adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados, y/o (vii) otorgamiento de préstamos (cuando el emisor sea una entidad financiera regida por la Ley N° 21.526 y sus modificatorias y complementarias), a los que los prestatarios deberán darle algunos de los destinos mencionados anteriormente conforme a las regulaciones del BCRA; y

2)La emisora deberá acreditar ante la CNV que los fondos obtenidos fueron invertidos de acuerdo al plan aprobado.

Si el emisor no cumple con las Condiciones del Artículo 36, se establece que se perderán los beneficios derivados del tratamiento fiscal resultante de la Ley de Obligaciones Negociables y, por lo tanto, el emisor será responsable del pago de los impuestos que los tenedores de las Obligaciones Negociables habrían estado exentos de pagar si se hubieran cumplido las Condiciones del Artículo 36, calculados a una tasa del 35%. En este caso, los tenedores recibirán el monto de los intereses debidos bajo las Obligaciones Negociables como si no se hubieran pagado impuestos.

De acuerdo con el Artículo 28 del LIG y el Artículo 106 de la Ley N° 11.683 y el Decreto 821/1998 ("Ley Procedimiento Fiscal"), algunas exenciones no son aplicables cuando, como resultado de la aplicación de una exención, los ingresos que habrían sido recaudados por la ARCA serían recaudados en su lugar por una autoridad fiscal extranjera. Sin embargo, no serán de aplicación dichas restricciones cuando se trate de Beneficiarios del Exterior, independientemente de si este beneficio aumenta el monto sujeto a tributación en otro país o no.

II. Tratamiento en materia de Impuesto a las Ganancias para Beneficiarios del Exterior que residen en "jurisdicciones no cooperantes" o los fondos invertidos provienen de "jurisdicciones no cooperantes"

Si los Beneficiarios del Exterior residen en "jurisdicciones no cooperantes" o los fondos invertidos provienen de "jurisdicciones no cooperantes" (los "Beneficiarios NC"), las exenciones mencionadas anteriormente no serán de aplicación y dichos Beneficiarios NC estarán sujetos al tratamiento fiscal descripto en esta sección.

Tratamiento aplicable al pago de intereses

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

Los ingresos por intereses derivados de las Obligaciones Negociables obtenidos por Beneficiarios NC estarán sujetos al IG a una alícuota del 35%, que será retenida por el pagador argentino de dichos intereses.

La LIG establece que la base imponible para estos pagos será: (i) el 43% del pago bruto del interés siempre que el tenedor sea un banco no residente o institución financiera controlada por el respectivo banco central o autoridad similar ubicada en jurisdicciones (a) distintas a aquellas consideradas como "jurisdicciones no cooperativas" o "jurisdicciones con baja o nula tributación", o (b) una jurisdicción que haya ejecutado acuerdos para el intercambio de información con Argentina y no permita entre otros secretos bancarios o bursátiles ante solicitudes fiscales conforme a su legislación local; o (ii) el 100% del pago bruto del interés si el emisor es una entidad corporativa argentina y el tenedor no está descripto bajo la cláusula (i) anterior.

Tratamiento aplicable a las ganancias de capital

Los Beneficiarios NC serán gravados a una alícuota del 35% sobre el 90% del precio de venta de las Obligaciones Negociables (resultando una tasa efectiva del 31.5%).

De acuerdo con la regulación argentina, el pagador argentino sería responsable como agente de retención del IG. Sin embargo, si el comprador es un residente no argentino, el pago del IG debe ser realizado por los Beneficiarios NC a través de su representante legal domiciliado en Argentina o directamente por el Beneficiario NC.

III. Tratamiento en materia de Impuesto a las Ganancias para Entidades Argentinas

Los contribuyentes argentinos sujetos a las reglas del ajuste por inflación fiscal conforme al Título VI del LIG (las "Entidades Argentinas") estarán sujetos al IG sobre los intereses derivados de las Obligaciones Negociables y ganancias derivadas de su venta, intercambio, conversión o cualquier forma de disposición. Dichos contribuyentes se encuentran alcanzados por una escala progresiva de alícuotas que oscila entre el 25% y el 35%, determinada en función de la ganancia neta imponible acumulada del contribuyente. Los tramos de dicha escala se ajustan anualmente sobre la base del IPC.

Los pagos de intereses efectuados a Entidades Argentinas también se encuentran sujetos a retenciones conforme al régimen establecido por la Resolución General (AFIP) N° 830/2000. Tales retenciones deberán computarse como pago a cuenta del IG a ingresar por dichas Entidades Argentinas. Cualquier exclusión del referido régimen de retención deberá ser debidamente acreditada ante el agente de retención por quien invoque dicho beneficio.

A los fines de la presente sección, el término “Entidades Argentinas” comprende: sociedades anónimas —incluidas las sociedades anónimas unipersonales—; sociedades en comandita por acciones, respecto de sus socios comanditarios; y sociedades por acciones simplificadas constituidas conforme al Título III de la Ley N° 27.349 y constituidas en la República Argentina; sociedades de responsabilidad limitada, sociedades en comandita simple y la porción correspondiente a los socios comanditados de las sociedades en comandita por acciones, en todos los casos cuando se encuentren constituidas en la República Argentina; asociaciones civiles y fundaciones, cooperativas y entidades civiles y mutuales constituidas en la República Argentina, salvo que resulte aplicable un tratamiento impositivo distinto conforme a la LIG; las entidades y organismos a que se refiere el artículo 1 de la Ley N° 22.016; sociedades de economía mixta, exclusivamente respecto de sus rentas no exentas; los fideicomisos constituidos conforme al Código Civil y Comercial de la Nación —con excepción de aquellos en los que el fiduciante sea a su vez beneficiario, excepción que no resulta aplicable a los fideicomisos financieros ni a los supuestos en los que el fiduciante-beneficiario califique como Beneficiario del Exterior—; los fondos comunes de inversión constituidos en la República Argentina que no se encuentren comprendidos en el primer párrafo del artículo 1 de la Ley N° 24.083 (t.o. y mod.); las sociedades comprendidas en el inciso b) del artículo 53 de la LIG y los fideicomisos comprendidos en el inciso c) del mismo artículo que opten por tributar como sociedades u otras entidades comprendidas en el artículo 73 de la LIG, siempre que cumplan con los requisitos establecidos para ejercer dicha opción; las rentas atribuibles a establecimientos permanentes conforme a lo definido en el artículo 22 de la LIG; cualquier otro tipo de sociedad o empresa unipersonal constituida en la República Argentina; los comisionistas, martilleros, consignatarios y demás intermediarios comerciales no incluidos expresamente en la cuarta categoría del Impuesto a las Ganancias; y todas las demás entidades comprendidas en el Título VI de la LIG.

IV. Impuesto al Valor Agregado

En la medida que se cumplan las Condiciones del Artículo 36, todas las operaciones financieras y beneficios relacionados con la oferta, suscripción, suscripción en firme, transferencia, autorización o cancelación de las Obligaciones Negociables y sus garantías están exentas del IVA.

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

Además, de conformidad con la Ley N° 20.631, complementada por el Decreto No. 280/1997 (la "Ley del Impuesto al Valor Agregado"), la transferencia de obligaciones negociables está exenta del IVA incluso si no se cumplen las Condiciones del Artículo 36.

V. Impuesto Sobre los Bienes Personales

Las personas humanas residentes y las sucesiones indivisas residentes en Argentina se encuentran obligadas al pago del IBP respecto de ciertos activos (tales como las Obligaciones Negociables) de los que fueran titulares al 31 de diciembre de cada año.

Para el período fiscal 2024, el mínimo no imponible fue establecido en Ps. 292.994.964,89 y el monto que exceda dicho umbral mínimo no imponible estará sujeto a tributación conforme a la siguiente tabla:

Valor total de los bienes que supera el umbral mínimo no imponible

Mas de Ps.	A Ps.	Pagarán Ps.	Más el %	Sobre el excedente de Ps.
-	40.107.213,86	-	0,50%	-
40.107.213,86	86.898.963,43	200.536,07	0,75%	40.107.213,86
86.898.963,43	240.643.283,28	551.474,19	1,00%	86.898.963,43
240.643.283,28	En adelante	2.088.917,39	1,25%	240.643.283,28

Cuando el valor de los activos supere el mínimo no imponible, el excedente quedará gravado conforme a las siguientes alícuotas:

•Ejercicio fiscal 2025: del 0,50% al 1%;
•Ejercicio fiscal 2026: del 0,50% al 0,75%; y
•Ejercicio fiscal 2027: alícuota única del 0,25%.

Los montos del umbral mínimo y los montos establecidos anteriormente resultan ajustables anualmente considerando la variación anual del IPC.

Se creó un Régimen especial de ingreso del Impuesto sobre los Bienes Personales (“REIBP”), que permite la cancelación voluntaria y anticipada del impuesto hasta el ejercicio fiscal 2027, aplicando una alícuota unificada reducida del 0,45%. Los contribuyentes que hubieran adherido al régimen de regularización (blanqueo) podrán optar por el REIBP con una alícuota unificada del 0,5%. La adhesión al REIBP otorga estabilidad fiscal hasta el año 2038.

El IBP se calculará aplicando la alícuota correspondiente sobre el valor de mercado de las Obligaciones Negociables (en caso de que listen en bolsa) o sobre el costo de adquisición más intereses y diferencias de cambio devengados e impagos (en caso de que no listen en bolsa) al 31 de diciembre de cada año calendario.

Personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior

En lo que respecta a las personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior, por los bienes situados en el país, estarán sujetas a la alícuota del 0,50% sin obligación de ingreso de IBP cuando su importe sea igual o inferior a Ps. 255,75. El régimen especial del “obligado sustituto” es establecido por la ley del IBP; sin embargo, no es aplicable a la tenencia de obligaciones negociables emitidas de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables. Por lo tanto, aunque la posesión de dichas obligaciones negociables por individuos o sucesiones indivisas residentes en el exterior estén sujetas al IBP, a la fecha de este Prospecto, no se ha establecido ningún procedimiento para que paguen el IBP por la posesión de Obligaciones Negociables.

Asimismo, la Ley de IBP establece una presunción legal que no admite prueba en contrario, mediante la cual los títulos emitidos por emisores privados argentinos sobre los que tengan titularidad directa una sociedad, cualquier otro tipo de persona de existencia ideal, empresas, establecimientos estables, patrimonios de afectación o explotaciones, domiciliados o, en su caso, radicados o ubicados en el exterior que: (i) estén ubicadas en un país que no exige que las acciones o títulos valores privados sean nominativos (emitidos/registrados a nombre de alguien) y (ii) de conformidad con su naturaleza o estatuto (a) tengan como objeto principal invertir fuera de su país de constitución y/o (b) no puedan realizar determinadas actividades en su propio país o no puedan realizar ciertas inversiones permitidas de conformidad con las leyes de ese país,

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

se considerarán propiedad de personas humanas o sucesiones indivisas residentes en el país; por lo tanto, tales títulos estarán sujetos al IBP.

En tales casos, la Ley de IBP establece la obligación a cargo del emisor privado argentino (el "obligado sustituto") de ingresar el IBP a una alícuota total del 0,5%. El Decreto N° 127, de fecha 9 de febrero de 1996, y la Resolución General (AFIP) N° 2151/06 disponen que el obligado sustituto, y por lo tanto el obligado al pago del impuesto, será la entidad emisora de dichas obligaciones negociables. Asimismo, la Ley de IBP faculta al obligado sustituto a repetir íntegramente el importe abonado, sin limitación alguna, mediante retención o ejecución sobre los bienes que dieron origen al pago del tributo. Cuando resulte aplicable la presunción legal antes mencionada, la alícuota aplicable será del 1%. Este sistema de "responsable sustituto" es el mismo descripto en el primer párrafo de la sección "Personas humanas y las sucesiones indivisas residentes en el exterior", resultando aplicables las mismas consideraciones allí expuestas.

Esa presunción legal no se aplica a las siguientes sociedades extranjeras que tengan la titularidad directa de tales títulos valores: (i) compañías de seguros; (ii) fondos de inversión abiertos; (iii) fondos de retiro; y (iv) bancos o entidades financieras cuya casa matriz se encuentre ubicada en un país cuyo banco central o autoridad equivalente haya adoptado las normas internacionales de supervisión bancaria establecidas por el Comité de Basilea.

Además, el Decreto N° 812/1996 de fecha 22 de julio de 1996 establece que la presunción legal mencionada anteriormente no resultará aplicable a acciones y títulos de deuda privados cuya oferta pública haya sido autorizada por la CNV y que se negocien en bolsas de valores ubicadas en Argentina o en el exterior, como es el caso de las Obligaciones Negociables.

A fin de garantizar la inaplicabilidad de dicha presunción legal y, en consecuencia, que la Emisora no resulte obligada a actuar como "obligado sustituto" respecto de las Obligaciones Negociables, deberá obrar en los registros de la Emisora una copia debidamente certificada de la resolución de la CNV que autoriza la oferta pública de las Obligaciones Negociables, así como la documentación que acredite que dicha autorización o certificación se encontraba vigente al 31 de diciembre del ejercicio fiscal en que se produjo el pasivo impositivo, conforme a lo previsto en la Resolución General (AFIP) N° 2.151, de fecha 31 de octubre de 2006.

VI. Impuesto a los Débitos y Créditos en Cuenta Corriente

La Ley N° 25.413 (la "Ley de Competitividad"), tal como fuera modificada y regulada por la Ley N° 25.453 establece, con determinadas excepciones, un impuesto a los débitos y créditos en cuenta corriente radicadas en instituciones financieras locales y a otras operaciones que se usan para reemplazar el uso de cuentas corrientes (el "IDC"). La alícuota general del IDC asciende al 0,6% por cada débito y crédito, aunque existen alícuotas reducidas del 0,075% así como alícuotas incrementadas del 1,2%.

Por ende, al menos que el tenedor correspondiente de Obligaciones Negociables sea elegible para un tratamiento impositivo alternativo, los montos pagaderos en virtud de las Obligaciones Negociables (por capital, intereses u otros conceptos), que sean acreditados en cuentas bancarias radicadas en entidades financieras argentinas, serán gravados a la alícuota general de 0,6%.

El Decreto N° 409/2018 estableció que el 33% de las sumas abonadas en concepto del IDC por los hechos imponibles sujetos a la tasa general del 0,6%, así como también los gravados a la alícuota del 1,2%, se computarán como pago a cuenta del IG y/o el impuesto a la ganancia mínima presunta (actualmente derogado) o de la Contribución Especial sobre el Capital de las Cooperativas. En el caso de aplicarse una alícuota menor, el cómputo como crédito se reducirá al 20%. El monto restante podrá ser deducido de la base imponible del IG.

Existen algunas exenciones del IDC relativas al titular y el destino de las cuentas bancarias. Así, por ejemplo, se encuentran exentos del impuesto los movimientos registrados en las cuentas corrientes especiales (Comunicación "A" 3250 del BCRA) cuando las mismas estén abiertas a nombre de personas jurídicas del exterior y en tanto se utilicen exclusivamente para la realización de inversiones financieras en el país.

VII. Impuesto sobre los Ingresos Brutos

Aquellos inversores que realicen actividades en forma habitual o que se presuma que desarrollan dichas actividades en cualquier jurisdicción en la que obtengan ingresos por intereses derivados de la tenencia de Obligaciones Negociables, o de su venta o transferencia, podrían estar sujetos al impuesto sobre los ingresos brutos ("ISIB") a alícuotas que varían de acuerdo con la legislación específica de cada provincia argentina, salvo que proceda la aplicación de alguna exención.

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

A la fecha del presente Prospecto, algunas jurisdicciones locales, como la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires, establecen que los ingresos resultantes de cualquier operación relativa a Obligaciones Negociables emitidas de acuerdo con la Ley de Obligaciones Negociables están exentos del ISIB en la medida que hayan sido emitidas de conformidad con las disposiciones establecidas en la Ley N° 23.576 y modificatorias, y mientras resulte de aplicación la exención del IG.

Los tenedores deben considerar la posible incidencia del ISIB sobre el volumen de negocios en otras jurisdicciones de conformidad con las disposiciones establecidas en dichas jurisdicciones.

Regímenes de recaudación provincial sobre créditos en cuentas bancarias

Los fiscos provinciales han establecido regímenes de recaudación del ISIB que resultan aplicables a los créditos que se produzcan en cuentas bancarias abiertas en entidades financieras, cualquiera sea su especie y/o naturaleza, quedando comprendidas la totalidad de las sucursales, cualquiera sea el asiento territorial de las mismas.

Las alícuotas a aplicar dependen de cada uno de los fiscos provinciales con un rango que puede llegar, en general, al 5% y varían en función de determinados grupos o categorías de contribuyentes, como la categoría de riesgo asignada y el grado de cumplimiento formal y material de las obligaciones tributarias.

Los potenciales inversores que puedan recibir pagos en cuentas bancarias argentinas deben corroborar con sus asesores fiscales las posibles aplicaciones de estos regímenes de recaudación.

VIII. Impuesto de Sellos

El impuesto de sellos ("IS") es un tributo que grava en cada jurisdicción argentina la instrumentación de actos y contratos de carácter oneroso, que se otorguen en el territorio de cada Provincia y de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, o la de aquellos que, siendo instrumentados en una de las mencionadas jurisdicciones o en el exterior, produzcan efectos en el territorio de otra jurisdicción.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, así como en la Provincia de Buenos Aires, están exentos de este impuesto todos los actos, contratos y operaciones, incluyendo entregas o recepciones de dinero, relacionados con la emisión, suscripción, colocación y transferencia de obligaciones negociables, emitidas conforme el régimen de las Ley de Obligaciones Negociables. Esta exención comprenderá a los aumentos de capital que se realicen para la emisión de acciones a entregar, por conversión de las obligaciones negociables, como así también, a la constitución de todo tipo de garantías personales o reales a favor de inversores o terceros que garanticen la emisión sean anteriores, simultáneos o posteriores a la misma.

Los potenciales adquirentes de las obligaciones negociables deberán considerar la posible incidencia de este impuesto en las distintas jurisdicciones del país con relación a la emisión, suscripción, colocación y transferencia de las Obligaciones Negociables.

IX. Impuesto a la Transmisión Gratuita de Bienes

No se encuentra previsto un tributo federal a la transmisión gratuita de bienes a herederos, donatarios, legatarios o beneficiarios. A nivel provincial, únicamente la Provincia de Buenos Aires ha establecido un impuesto a la transmisión gratuita de bienes ("ITGB").

Para los contribuyentes domiciliados en la Provincia de Buenos Aires, el ITGB se aplica al enriquecimiento que se obtenga en virtud de toda transmisión a título gratuito, con independencia de que los bienes se encuentren ubicados dentro o fuera de dicha provincia. Por el contrario, tratándose de contribuyentes domiciliados fuera de la Provincia de Buenos Aires, el impuesto resulta aplicable exclusivamente respecto de los bienes transferidos a título gratuito que se encuentren situados en la Provincia de Buenos Aires.

Respecto del período fiscal 2025, las transmisiones gratuitas de bienes se encuentran exentas de este impuesto cuando su monto total, sin incluir deducciones, exenciones y exclusiones, es igual o inferior a Ps. 2.038.752, o Ps. 8.488.486 en el caso de padres, hijos y cónyuge. Las alícuotas aplicables varían entre el 1,603% y 9,513% más el pago de una suma fija, atendiendo al grado de parentesco y el monto de la base imponible involucrada.

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

Respecto de la existencia del ITGB en las demás jurisdicciones provinciales, el análisis debería realizarse tomando en consideración la legislación aplicable en cada provincia. Los tenedores de las Obligaciones Negociables deberán consultar a sus asesores impositivos a fin de evaluar las implicancias tributarias específicas que pudieran resultar aplicables en la jurisdicción correspondiente.

X.Tasa de Justicia

En caso de que sea necesario instituir procedimientos judiciales de ejecución en relación con las Obligaciones Negociables en Argentina, se impondrá una tasa de justicia sobre el monto de cualquier reclamo iniciado ante los tribunales de Argentina o aquellos con asiento en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (actualmente a una alícuota del 3% o del o 1,5% para los procesos sucesorios). Determinados impuestos judiciales y de otro tipo podrían gravar el importe de cualquier demanda presentada ante los tribunales de la provincia correspondiente.

XI.Convenios Para Evitar la Doble Imposición Internacional

Argentina posee convenios para evitar la doble imposición vigentes con varios países, a saber, Alemania, Australia, Bélgica, Bolivia, Brasil, Canadá, Chile, China, Dinamarca, España, Finlandia, Francia, Reino Unido, Italia, México, Noruega, Países Bajos, Rusia, Suecia, Suiza, Emiratos Árabes Unidos, Uruguay, Turquía y Qatar. Los convenios firmados con Austria, Japón y Luxemburgo, no han entrado en vigor a la fecha de este Prospecto.

Actualmente no se encuentra vigente ningún convenio entre la República Argentina y los Estados Unidos para evitar la doble imposición en materia de impuestos sobre la renta y el capital. No obstante, existe un acuerdo internacional para el intercambio automático de información entre ARCA y el Internal Revenue Service (IRS) de los Estados Unidos.

El "Convenio Multilateral para Implementar las Medidas Relacionadas con los Tratados Tributarios para Prevenir la Erosión de las Bases Imponibles y el Traslado de Beneficios" (Multilateral Convention to Implement Tax Treaty-Related Measures to Prevent Base Erosion and Profit Shifting, "MLI"), en el marco de la OCDE, fue aprobado por la Ley Nº 27.788 y ratificado por la República Argentina el 29 de septiembre de 2025. El MLI resultará aplicable respecto de determinados hechos imponibles que se verifiquen a partir del 1 de enero de 2026. En consecuencia, dicha circunstancia podría modificar la aplicación y el alcance de los convenios para evitar la doble imposición celebrados por la República Argentina con aquellos estados que también hayan suscripto y ratificado el MLI.

XII.Restricción respecto del ingreso de fondos de las "jurisdicciones no cooperantes" y de las "jurisdicciones de baja o nula tributación"

A efectos fiscales, cualquier referencia a "jurisdicciones no cooperantes" o "jurisdicciones de baja o nula tributación" debe entenderse como "jurisdicciones no cooperantes o jurisdicciones de baja o nula tributación », tal y como se definen en los artículos 19 y 20 de la LIG.

El artículo 19 de la LIG define a las "jurisdicciones no cooperantes" como aquellos países o jurisdicciones que no tengan vigente con la República Argentina un acuerdo de intercambio de información en materia tributaria o un convenio para evitar la doble imposición internacional con cláusula amplia de intercambio de información. Asimismo, considera como no cooperantes aquellos países que, teniendo vigente un acuerdo con los alcances antes definidos, no cumplan efectivamente con el intercambio de información. Los tratados y acuerdos mencionados deben ajustarse a los estándares internacionales de transparencia e intercambio de información en materia fiscal asumidos por la República Argentina. El artículo 24 del Decreto N° 862/2019, conforme fuera modificado, estableció el listado de jurisdicciones consideradas no cooperantes sobre la base de los criterios antes indicados (según Decreto N° 862/2019, modificado por el Decreto N° 603/2024). A la fecha, Estados Unidos no es considerada una "jurisdicción no cooperante" en virtud de la sección 19 de la LIG. Asimismo, mediante la Resolución N° 3576/2013, la ARCA estableció que el listado de jurisdicciones cooperantes (y, por exclusión, de jurisdicciones no cooperantes) a los fines de la transparencia fiscal puede consultarse en el sitio web del organismo (actualmente disponible en el sitio web de la ARCA) en: https://www.afip.gob.ar/jurisdiccionesCooperantes/.

De acuerdo con el artículo 20 de la LIG, son "jurisdicciones de baja o nula tributación" aquellos países, dominios, jurisdicciones, territorios, estados asociados o regímenes tributarios especiales que establezcan una tributación máxima a la renta empresaria inferior al quince por ciento (15%). Esta cifra representa el 60% de la alícuota más baja del IG empresarial (es decir, 25%) que se establece en la escala del primer párrafo del artículo 73 de la LIG.

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

El artículo 25 del Decreto N° 862/2019 dispone que a los fines de determinar el nivel de imposición mencionado en el párrafo anterior deberá considerarse la tasa total de tributación, en cada jurisdicción, que grave la renta empresaria, con independencia de los niveles de gobierno que las hubieren establecido y que se entenderá por 'régimen tributario especial' a toda regulación o esquema específico que se aparta del régimen general de imposición a la renta empresaria vigente en ese país y que dé por resultado una tasa efectiva inferior a la establecida en el régimen general. La ARCA ha elaborado una lista indicativa y no exhaustiva de jurisdicciones consideradas de baja o nula tributación, que puede consultarse en su página web: https://www.arca.gob.ar.

Se considera que los fondos procedentes de "jurisdicciones no cooperantes" o "jurisdicciones de baja o nula tributación" constituyen incrementos patrimoniales no justificados para el tomador o receptor local, independientemente de la naturaleza de la operación de que se trate.

Los incrementos patrimoniales no justificados a que se refiere el párrafo anterior, están sujetos a los siguientes impuestos:

•El IG se aplicaría al 110% del importe de los fondos transferidos;

•IVA (e impuestos internos, en caso de que sea aplicable) sobre el 110% del importe de los fondos transferidos.

Aunque el concepto "ingresos procedentes de" no está claro, podría interpretarse como cualquier transferencia de fondos desde una cuenta en una jurisdicción no cooperante, o desde una cuenta bancaria abierta fuera de una jurisdicción no cooperante pero de propiedad de una entidad situada en una jurisdicción no cooperante; o a una cuenta bancaria situada en Argentina o a una cuenta bancaria abierta fuera de Argentina pero propiedad de un residente fiscal argentino.

No obstante, la reglamentación dispone que la ARCA podrá considerar como justificados aquellos ingresos de fondos a cuyo respecto el interesado pruebe fehacientemente que se originaron en actividades efectivamente realizadas por el contribuyente o por terceros en dichos países o que provienen de colocaciones de fondos oportunamente declarados.

EL RESUMEN ANTERIOR NO TIENE POR OBJETO CONSTITUIR UN ANÁLISIS COMPLETO DE TODAS LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS RELACIONADAS CON LA TENENCIA O DISPOSICIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. SE ACONSEJA A LOS TENEDORES Y POSIBLES COMPRADORES CONSULTAR CON SUS RESPECTIVOS ASESORES IMPOSITIVOS ACERCA DE LAS CONSECUENCIAS IMPOSITIVAS EN CADA CASO PARTICULAR.

e) Prevención de Lavado de Activos y Financiamiento del Terrorismo

El Lavado de Activos ("LA") se refiere a las operaciones destinadas a introducir fondos de origen ilícito en el sistema financiero para darles apariencia de legalidad. La Financiación del Terrorismo ("FT") comprende la provisión de fondos para actividades terroristas, tanto de fuentes lícitas como ilícitas. La Financiación de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva ("FP") es el acto de proveer fondos o servicios financieros para la adquisición, fabricación o uso de armas nucleares, químicas o biológicas en contravención de la ley.

El 13 de abril del año 2000, el Congreso de la Nación aprobó la Ley N° 25.246, con sus modificatorias y complementarias (la "Ley PLA/FT/FP"), que creó a nivel nacional el Régimen de Prevención LA/FT/FP ("Régimen PLA/FT/FP"), tipificando el delito de lavado de activos, creando y designando a la Unidad de Información Financiera ("UIF") como autoridad de aplicación del régimen, e imponiendo al mismo tiempo obligaciones legales a determinadas entidades y profesionales de los sectores público y privado (los "Sujetos Obligados") de informar y cooperar con la UIF.

La UIF es un organismo descentralizado que funciona con autonomía y autarquía financiera en jurisdicción del Ministerio de Justicia, y tiene como misión prevenir e impedir los delitos de LA/FT/FP. A continuación, se enumeran ciertas disposiciones relativas al Régimen PLA/FT/FP establecido por el Código Penal, la Ley PLA/FT/FP y sus disposiciones modificatorias y complementarias, incluidas las normas dictadas por la UIF. Se recomienda a los inversores consultar con sus propios asesores jurídicos y leer la Ley PLA/FT/FP y sus normas complementarias.

Delitos de lavado de activos, financiamiento del terrorismo y financiamiento de la proliferación

a) Lavado de activos

El artículo 303 del Código Penal ("CP") tipifica el delito de lavado de activos, sancionando a quien convierta, transfiera, administre, venda, grave, adquiera, disimule o ponga en circulación bienes provenientes de un ilícito penal con el fin de

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

darles apariencia de origen lícito. Cuando el monto de la operación —considerada en uno o varios actos vinculados— supere los 150 Salarios Mínimos, Vitales y Móviles (SMVM) (equivalentes, a la fecha de este Prospecto, a $50.220.000), la conducta se reprime con pena de prisión de tres (3) a diez (10) años y multa de dos (2) a diez (10) veces el monto de la operación. La pena se agrava en un tercio del máximo y en la mitad del mínimo cuando el autor realizare el hecho con habitualidad o como miembro de una asociación o banda formada para la comisión continuada de hechos de esta naturaleza, o cuando fuera funcionario público que hubiera cometido el hecho en ejercicio u ocasión de sus funciones, sufriendo además pena de inhabilitación especial de tres (3) a diez (10) años.

El artículo 304 del CP prevé sanciones para las personas jurídicas cuando los delitos de lavado de activos hubieren sido realizados en su nombre, con su intervención o en su beneficio, las cuales pueden aplicarse en forma conjunta o alternativa: (i) multa de dos (2) a diez (10) veces el valor de los bienes objeto del delito; (ii) suspensión total o parcial de actividades por hasta 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 por hasta 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; y (vi) publicación de un extracto de la sentencia condenatoria a costa de la persona jurídica. Para graduar estas sanciones, los jueces tendrán en cuenta el incumplimiento de reglas y procedimientos internos, la omisión de vigilancia sobre la actividad de los autores y partícipes, la extensión del daño causado, el monto de dinero involucrado en la comisión del delito, el tamaño, la naturaleza y la capacidad económica de la persona jurídica. Cuando fuere indispensable mantener la continuidad operativa de la entidad, o de una obra, o de un servicio en particular, no serán aplicables las sanciones de suspensión de actividades ni de cancelación de la personería.

b) Financiamiento del terrorismo y de la proliferación de armas de destrucción masiva

El artículo 306 del CP tipifica el delito de financiamiento del terrorismo y la proliferación de armas de destrucción masiva. En particular, sanciona a quien, directa o indirectamente, recolecte o provea bienes u otros activos, de origen lícito o ilícito, con la intención o el conocimiento de que serán utilizados, en todo o en parte: (i) para financiar la comisión de actos terroristas en los términos del artículo 41 quinquies del CP; (ii) por organizaciones o individuos que cometan, intenten cometer o participen en delitos con dicha finalidad; (iii) para financiar o facilitar viajes, logística o entrenamiento destinados a la planificación, preparación o ejecución de tales actos; o (iv) para la adquisición, elaboración, producción, desarrollo, posesión, transferencia o proliferación de armas de destrucción masiva de tipo nuclear, químico o biológico, sus sistemas vectores, materiales relacionados y bienes o tecnologías de doble uso, conforme lo previsto en el Código Penal y en los Convenios Internacionales aplicables.

El delito se configura con independencia de la efectiva comisión del hecho financiado y prevé una pena de prisión de cinco (5) a quince (15) años y multa de dos (2) a diez (10) veces el monto de la operación, resultando también aplicable a personas jurídicas el régimen de penas descritas para el delito de lavado de activos. Las disposiciones resultan aplicables aun cuando los hechos se cometan fuera del territorio nacional, siempre que el acto sea punible en la jurisdicción correspondiente.

Sujetos Obligados a informar y colaborar con la UIF

La Ley PLA/FT/FP, en línea con los estándares internacionales de PLA/FT/FP, no se limita a designar a la UIF como el organismo a cargo de prevenir el LA/FT/FP, sino que también establece determinadas obligaciones a diversas personas físicas y jurídicas del sector público y privado, las cuales revisten la calidad de Sujetos Obligados y deben informar y colaborar con la UIF.

De conformidad con el artículo 20 de la Ley PLA/FT/FP (según texto modificado por la Ley N° 27.739), se consideran Sujetos Obligados ante la UIF una amplia gama de entidades y profesionales. Esto incluye, entre otros, a: (i) entidades financieras y cambiarias; (ii) compañías de seguros y reaseguros; (iii) proveedores de servicios de activos virtuales; (iv) emisores, operadores y proveedores de servicios de cobro y/o pago; (v) remesadoras de fondos; (vi) proveedores de crédito no financieros; (vii) registros públicos y organismos de fiscalización y control; y (viii) determinados profesionales —tales como abogados, contadores y escribanos— cuando actúan por cuenta de sus clientes en operaciones específicamente alcanzadas por la ley.

En el ámbito del mercado de capitales, revisten la calidad de Sujetos Obligados los participantes registrados o autorizados por la CNV, incluyendo, entre otros, los agentes de negociación, agentes de liquidación y compensación, agentes asesores globales de inversión, agentes de colocación y distribución, las plataformas de financiamiento colectivo, los fiduciarios financieros con oferta pública autorizada y, en general, las personas registradas ante la CNV que intervengan en la colocación, intermediación o distribución de valores negociables y productos de inversión colectiva.

A su vez, conforme con el artículo 21 de la Ley PLA/FT/FP, los Sujetos Obligados deben cumplir con un conjunto de obligaciones, que incluyen, entre otras: (i) aplicar un enfoque basado en riesgo para identificar, evaluar y mitigar los riesgos de LA/FT/FP; (ii) recabar documentación y verificar la identidad de los clientes (debida diligencia o "KYC"); (iii) monitorear

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

las operaciones para asegurar que sean consistentes con el perfil del cliente; (iv) reportar a la UIF cualquier hecho u operación sospechosa de LA/FT/FP; (v) designar oficiales de cumplimiento; (vi) establecer manuales y políticas internas de PLA/FT/FP; y (vii) conservar la documentación por un plazo de diez (10) años.

En este marco, la UIF ha emitido resoluciones de aplicación general que abordan factores de riesgo transversales a todos los sectores. A modo de ejemplo, la Resolución UIF N° 35/2023 establece obligaciones vinculadas a personas expuestas políticamente (PEP), mientras que la Resolución UIF N° 112/2021 regula la identificación y verificación de beneficiarios finales. Estas disposiciones se complementan con resoluciones sectoriales que establecen requisitos específicos en materia de debida diligencia, monitoreo continuo, controles internos y mitigación de riesgos, en función de la actividad desarrollada por cada Sujeto Obligado. Así, por ejemplo, el sector financiero se rige por la Resolución UIF N° 14/2023, modificada por la Resolución UIF N° 199/2024, mientras que el mercado de capitales se encuentra alcanzado por la Resolución UIF N° 78/2023.

Finalmente, los organismos de contralor específicos, como el BCRA y la CNV, dictan normas complementarias para las entidades bajo su supervisión, operacionalizando los requisitos del Régimen PLA/FT/FP. En conjunto, este marco normativo sigue un enfoque basado en el riesgo, en consonancia con los estándares internacionales, que exige a los Sujetos Obligados identificar, evaluar y mitigar sus riesgos de LA/FT/FP.

Régimen de Congelamiento de Activos y Régimen de Reporte de Financiamiento del Terrorismo/Financiamiento de la Proliferación

El Decreto N° 918/2012, sus modificatorias y normas complementarias, junto con las Resoluciones UIF N° 207/2025 y N° 3/2026, establecen un régimen de reporte de operaciones y de congelamiento administrativo de activos vinculados al FT/FP. En este marco, los Sujetos Obligados deben consultar los listados de personas y entidades designadas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas, así como el Registro Público de Personas y Entidades vinculadas a actos de Terrorismo y su Financiamiento (RePET), creado por el Decreto N° 489/2019, y proceder de manera inmediata al congelamiento de activos y al reporte correspondiente ante la UIF en caso de detectarse coincidencias.

Supervisión y Sanciones Administrativas

La UIF tiene facultades de supervisión sobre los Sujetos Obligados, pudiendo realizar inspecciones y solicitar información, con la colaboración de los reguladores sectoriales como el BCRA y la CNV. El incumplimiento de la normativa puede dar lugar a un sumario administrativo y a la imposición de sanciones, que incluyen: (i) multas de entre uno (1) y diez (10) veces el valor de la operación en casos de falta de reporte o reporte tardío de operaciones sospechosas; (ii) multas por incumplimientos formales, calculadas en módulos actualizables; (iii) apercibimientos, con o sin publicación de la resolución; y (iv) la inhabilitación de los Oficiales de Cumplimiento por hasta cinco (5) años. La responsabilidad administrativa puede extenderse tanto al sujeto obligado como a los miembros de su órgano de administración y está sujeta a un plazo de prescripción de cinco (5) años.

Normas de la CNV aplicables al Mercado de Capitales

Las Normas de la CNV incluyen un título especial respecto de "Prevención del Lavado de Dinero y Financiación del Terrorismo" (Título XI). Dentro de los sujetos obligados en los términos de los incisos 4, 5 y 22 del artículo 20 de la Ley PLA/FT/FP, quedan comprendidos los: (a) Agentes de Negociación; (b) Agentes de Liquidación y Compensación; (c) 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; (d) Plataformas de Financiamiento Colectivo; (e) Agentes Asesores Globales de Inversión; y (f) Las personas jurídicas que actúen como fiduciarios financieros en fideicomisos 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.

Dichos sujetos obligados deben observar lo establecido en la Ley PLA/FT/FP, en las normas reglamentarias emitidas por la UIF y en la reglamentación de la CNV. Ello incluye los decretos del Poder Ejecutivo Nacional referidos a las decisiones adoptadas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas en la lucha contra el terrorismo, y el cumplimiento de las resoluciones del Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto, teniendo en cuenta para ello la creación del RePET dispuesta por el Decreto N° 489/2019.

Respecto de las entidades emisoras, las Normas de la CNV disponen que éstas deben verificar el origen lícito de los fondos involucrados en cualquier aporte de capital, aportes irrevocables a cuenta de futuras emisiones de capital o préstamos significativos que reciban, como así también la identidad de los sujetos involucrados en dichas operaciones. Asimismo, en atención a la condición de sujeto obligado que reviste la CNV, las entidades emisoras deberán presentar ante aquélla la documentación respaldatoria a fin de que ésta verifique el origen lícito de los fondos involucrados en dichas operaciones.

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

Asimismo, las Normas de la CNV imponen ciertas restricciones en relación con los acuerdos de pago, limitando el monto en efectivo que las entidades podrían recibir o pagar por día y por cliente a Pesos 1.000, o su equivalente en moneda extranjera, e imponen ciertas obligaciones de información.

De acuerdo con las Normas de la CNV, la CNV no autoriza la oferta pública de valores en los supuestos en que una entidad emisora y/o sus beneficiarios finales, registren condenas por delitos de lavado de activos y/o financiamiento del terrorismo y/o figuren en las listas de terroristas y organizaciones terroristas emitidas por el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas, teniendo en cuenta para ello la creación del RePET dispuesta por el Decreto N° 489/2019.

Las Normas de la CNV disponen que los sujetos participantes en la oferta pública de títulos valores, incluyendo a personas humanas o jurídicas que intervengan como agentes colocadores de toda emisión primaria de valores negociables, deberán cumplir con las normas establecidas por la UIF para el sector de mercado de capitales. En virtud de ello, los adquirentes de las obligaciones negociables asumirán la obligación de aportar la información y documentación que se les requiera respecto del origen de los fondos utilizados para la suscripción y su legitimidad.

Por estas razones, podría ocurrir que uno o más participantes en el proceso de colocación y emisión de las Obligaciones Negociables, tales como los agentes colocadores, se encuentren obligados a recolectar información vinculada con los suscriptores de las Obligaciones Negociables e informar a las autoridades operaciones que parezcan sospechosas o inusuales, o a las que les falten justificación económica o jurídica, o que sean innecesariamente complejas, ya sea que fueren realizadas en oportunidades aisladas o en forma reiterada.

Para un análisis exhaustivo del Régimen PLA/FT/FP vigente, los inversores deben consultar con sus asesores jurídicos y leer el Título XIII, Libro 2 del Código Penal argentino y cualquier normativa emitida por la UIF, la CNV y el BCRA. Las partes interesadas pueden visitar los sitios web del Ministerio de Justicia de la Argentina (https://www.argentina.gob.ar/justicia), la UIF (www.argentina.gob.ar/uif), la CNV (www.argentina.gob.ar/cnv), o el BCRA (www.bcra.gov.ar). La información que se encuentra en dichos sitios web no forma parte de este Prospecto.

Resolución UIF Nº 35/2026

En fecha 31 de marzo de 2026 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución UIF N° 35/2026, mediante la cual se efectuaron algunas modificaciones respecto al intercambio de información en materia de Prevención del Lavado de Activos, Financiación del Terrorismo y Financiamiento de la Proliferación de Armas de Destrucción Masiva (PLA/FT/FP) entre el BCRA, la CNV, la SSN y el Instituto Nacional de Asociativismo y Economía Social (denominados Organismos de Contralor Específicos) o entre estos y los organismos que cumplan funciones similares a los mencionados en otros países (denominados Organismos Similares Extranjeros).

Resolución UIF N° 37/2026

En fecha 14 de abril de 2026, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución UIF N° 37/2026, que sustituye los artículos 3° bis, 3° ter y 3° quáter de la Resolución UIF 50/2011. En este sentido, se establece que los Sujetos Obligados del artículo 20 de la Ley 25.246 deben adjuntar documentación respaldatoria en formato PDF a través del Sistema de Reporte de Operaciones (SRO+) al momento de inscribirse ante la UIF, quedando dicha documentación sujeta a revisión y validación, con un plazo de 15 días hábiles administrativos para subsanar observaciones. Se detalla la documentación exigida tanto para personas humanas (datos personales, copia de documento de identidad, CUIT/CUIL, constancias habilitantes, antecedentes penales, entre otros) como para personas o estructuras jurídicas (razón social, estatuto, actas de designación del órgano de administración y del Oficial de Cumplimiento, declaración jurada de beneficiarios finales, antecedentes penales de los miembros del órgano de administración, entre otros). Asimismo, se dispone que, vencido el plazo de 15 días sin que el Sujeto Obligado remita la documentación faltante, se bloqueará su inscripción en el SRO+ y podrá ser sancionado conforme el Capítulo IV de la Ley 25.246. Adicionalmente, se obliga a los Sujetos Obligados y Oficiales de Cumplimiento ya registrados a mantener actualizados sus datos de contacto dentro de los 5 días hábiles de producida cualquier modificación, y a comunicar a la UIF la entrada en funciones de un Oficial de Cumplimiento suplente o su reemplazo en el mismo plazo, vía correo electrónico a sujetosobligados@uif.gob.ar.

LOS INVERSORES QUE DESEEN SUSCRIBIR LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES A SER EMITIDAS BAJO EL PROGRAMA DEBERÁN SUMINISTRAR TODA AQUELLA INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN QUE LES SEA REQUERIDA POR EL O LOS AGENTES COLOCADORES Y/O LA EMISORA PARA EL CUMPLIMIENTO DE, ENTRE OTRAS, LAS NORMAS SOBRE LAVADO DE ACTIVOS DE ORIGEN DELICTIVO EMANADAS DE LA UIF O ESTABLECIDAS POR LA CNV.

f) Obligaciones Negociables

A la fecha del presente Prospecto, la Sociedad ha emitido 12 clases de Obligaciones Negociables bajo su Régimen de Emisor Frecuente, por un monto equivalente a US$ 785.354.055. En la siguiente tabla se resumen los principales términos y condiciones de las obligaciones negociables de la Sociedad:

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

Obligaciones Negociables	Capital emitido a la fecha del presente Prospecto (en millones de US$)	Capital en circulación a la fecha del presente Prospecto (en millones de US$)	Tasa de interés	Fecha de Emisión	Vencimiento
Clase XXXVI	US$ 50.000.000	US$ 50.000.000	5,65%	23/12/2021	23/12/2031
Clase XXXVII	US$ 29.917.476	US$ 29.917.476	0,00%	11/11/2022	11/11/2026
Clase XXXVIII	US$ 73.432.000	US$ 73.432.000	4,50%	10/02/2023	10/02/2033
Clase XXXIX	US$ 30.000.000	US$ 30.000.000	2,00%	14/07/2023	14/07/2028
Clase XLI	US$ 30.000.000	US$ 30.000.000	0%	14/07/2023	14/07/2026
Clase XLII	US$ 15.196.669	US$ 15.196.669	0%	16/11/2023	16/05/2027
Clase XLIII	US$ 20.697.951	US$ 20.697.951	6,25%	08/03/2024	08/03/2027
Clase XLIV	US$ 12.502.792	US$ 12.502.792	5,00%	08/03/2024	08/03/2026
Clase XLVI	US$ 60.000.000	US$ 60.000.000	2,00%	27/06/2024	27/06/2026
Clase XLVII	US$ 48.349.695	US$ 48.349.695	6,00%	17/10/2024	17/10/2028
Clase XLVIII	US$ 27.760.264	US$ 27.760.264	6,50%	05/03/2025	05/03/2028
Clase XLIX	US$400.000.000	US$400.000.000	7,750%	2/12/2025	2/12/2033

Para mayor información acerca del monto en circulación remanente de las Obligaciones Negociables de la Sociedad, por favor véase la sección; *"IX. Antecedentes Financieros; Obligaciones Negociables"* del presente Prospecto.

g) Declaración por parte de expertos.

No existen expertos o asesores que hayan sido designados sobre una base contingente, posean acciones de Genneia o de sus subsidiarias, o tengan un interés económico importante, directo o indirecto, en Genneia o sus subsidiarias.

h) Documentos a disposición.

Podrán solicitarse copias del Prospecto y estados financieros de la Emisora referidos en el Prospecto, así como también los Suplementos de Precio en la sede social de la Emisora sita en Nicolás Repetto 3676, 3er. Piso, Olivos, Provincia de Buenos Aires, Argentina, en días hábiles en el horario de 10 a 18 hs., teléfono/fax +54 11 6090-3200. Asimismo, el Prospecto definitivo estará disponible en el Boletín Diario de la BCBA (www.bolsar.com), la página web de la CNV (www.argentina.gob.ar/cnv) en el ítem "Información Financiera" de la AIF, en la página web de la Emisora (www.genneia.com.ar), en el boletín electrónico de A3 Mercados S.A. y en la página web de la Bolsa de Comercio de Luxemburgo (www.bourse.lu).

i) Hechos Recientes.

Designación de Presidente.

Con fecha 12 de enero de 2026, la Sociedad informó la designación del Sr. Jorge Pablo Brito como nuevo Presidente de la Sociedad.

Precancelación de préstamo de subsidiarias.

Con fecha 3 de marzo de 2026, la Sociedad informó la precancelación total por parte de sus subsidiarias Genneia Vientos Argentinos S.A. y Genneia Vientos del Sur S.A. del contrato de préstamo otorgado por la Corporación Andina de Fomento, Nederlandse Financierings-Maatschappij voor Ontwikkelingslanden N.V., EKF Denmark's Export Credit Agency y Sumitomo Mitsui Banking Corporation.

Contrato de préstamo con IDB Invest.

Con fecha 4 de marzo de 2026, la Sociedad informó que ha celebrado un contrato de préstamo con la Corporación Interamericana de Inversiones por US$ 185.000.000, monto que podrá incrementarse hasta US$ 320.000.000 sujeto a la

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

incorporación de prestamistas bajo el Tramo B.

El financiamiento podrá destinarse al parque solar San Rafael de 180 MW, ubicado en la Provincia de Mendoza; al parque solar San Juan Sur de 129 MW, ubicado en la Provincia de San Juan; a los parques solares Lincoln y Junín de 20 MW cada uno, ubicados en la Provincia de Buenos Aires; y al proyecto de almacenamiento de energía en baterías (BESS) de 40 MW, en la Provincia de Buenos Aires.

Adjudicación para la compraventa del 100% de la participación accionaria de Energía Argentina S.A. en Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica S.A. (CITELEC S.A.)

Con fecha 11 de marzo de 2026, la Sociedad informó que conforme lo dispuesto en la resolución RESOL-2026-673-APN-MEC del 8 de mayo de 2026, la Sociedad, junto con Edison Transmisión S.A., resultó adjudicataria de la licitación nacional e internacional N°504/2-0002-CPU25 para la compraventa del 100% de la participación accionaria de Energía Argentina S.A. en Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica S.A. (CITELEC S.A.), sociedad controlante de TRANSENER S.A.

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

XII. INCORPORACIÓN DE INFORMACIÓN POR REFERENCIA

La siguiente documentación se considerará incorporada por referencia y parte del presente Prospecto conforme el art. 79 de la Sección VIII del Capítulo V del Título II de las Normas de la CNV:

- Los estados financieros consolidados auditados de la Emisora correspondientes a los últimos tres ejercicios anuales auditados finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024 bajo el ID 3495680, y 31 de diciembre de 2024 y 2023 bajo el ID 3329423, 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");

- Los Estados Financieros Consolidados de Período Intermedio Condensados no auditados al y por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2026 bajo el ID 3523171, tal como fueron presentados ante la CNV, junto con el correspondiente informe de la Comisión Fiscalizadora y el informe de revisión limitada de los auditores independientes emitido por 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.

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

EMISOR

Genneia S.A.
Nicolás Repetto 3676, 3er. Piso
Olivos (1636), Provincia de Buenos Aires
República Argentina

ASESORES LEGALES
DE LA EMISORA

Bruchou & Funes de Rioja
Ing. Butty 275 – Piso 12
(C1001AFA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Argentina

AUDITORES

Deloitte & Co. S.A.
Carlos M. Della Paolera 261, Piso 4°
(C1001ADA) Ciudad Autónoma de Buenos Aires
República Argentina

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